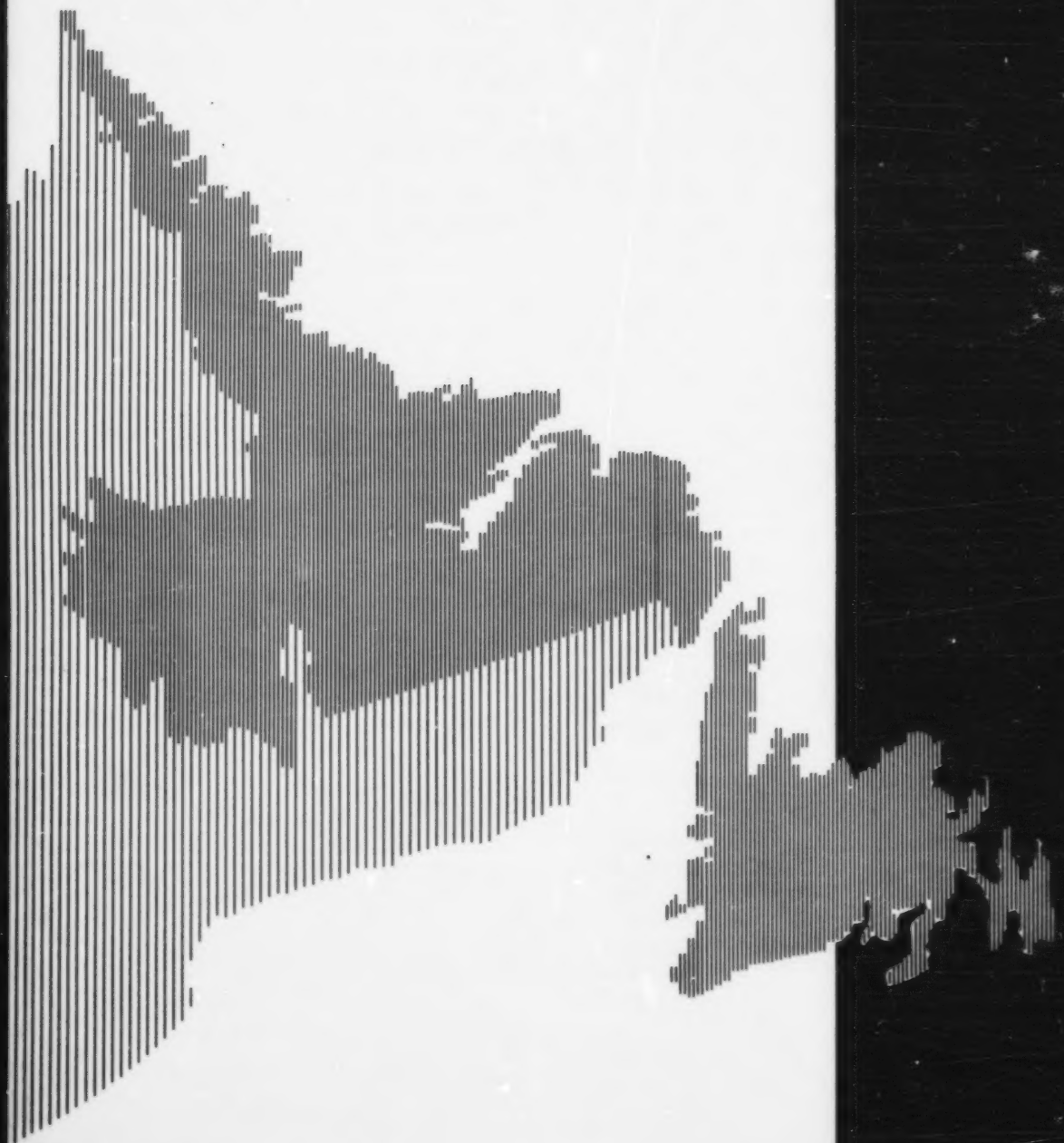
CANADA-NEWFOUNDLAND
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD

Annual Report 1990-1991



91-05834/

PROFILE

The Canada–Newfoundland Offshore Petroleum Board (C–NOPB) was established by the *Canada–Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* and *The Canada– Newfoundland Atlantic Accord Implementation (Newfoundland) Act*. The Board is responsible for petroleum resource management and for administering the legislation and regulations governing exploration for and production of hydrocarbons offshore Newfoundland and Labrador.

The Board is jointly responsible to the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador, to which it annually reports through the Minister of Energy, Mines and Resources, and the Minister of Mines and Energy respectively.

CONTENTS

Report of the Chairman/Chief Executive Officer 2

Report of 1990/91 Operations 4
- Land Management 5
- Exploration Activity 9
- Development Activity 11
- Operations and Safety 14
- Environmental Affairs 16
- Canada/Newfoundland Benefits 17

Financial Reports 22
- Financial Information 20
- Auditors Report and Financial Statements 21

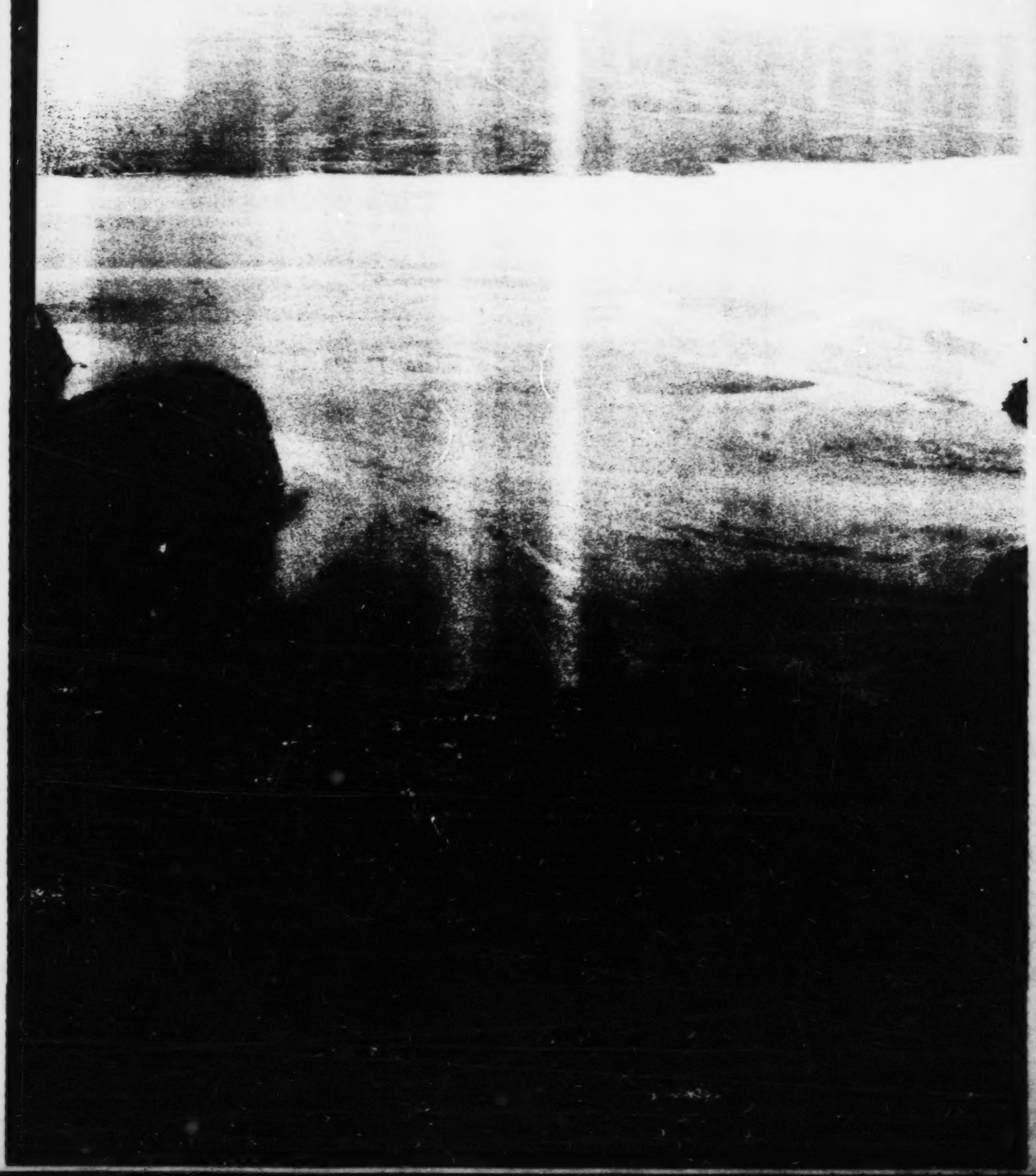
ISBN 0-921569-12-2

Annual Report
1990-1991

Photo Credits

Page 2 Ray Fenley
(photo courtesy of the Hibernia Management and Development Company)
Page 4 Greg Locke
(photo courtesy of the Hibernia Management and Development Company)
Page 6 Manfred Bucheit
Page 9 Judith McIntyre
Page 11 Gerry Boland
(photo courtesy of Energy, Mines and Resources Canada)
Page 21 Manfred Bucheit

Report of the Chairman / Chief Executive Officer



Annual Report 1990-1991

CANADA-NEWFOUNDLAND
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD

May 23, 1991

The Honourable Jake Epp
Minister
Department of Energy, Mines
and Resources
Government of Canada

The Honourable Rex Gibbons, Ph.D.
Minister
Department of Mines and Energy
Government of Newfoundland and Labrador

Honourable Ministers:

Pursuant to Section 29 of the legislation implementing the Atlantic Accord, attached is the annual report, together with the financial statements, of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board for the fiscal year ended March 31, 1991.

Respectfully submitted:

H. James Strain, P. Eng.
Chairman and Chief Executive Officer

J.G. Fitzgerald, P. Eng.
Vice-Chairman

G. Ross Peters, P. Eng.
Member

Hugh G. Miller, P. Geo.
Member

John J. Zwolinski
Member

Fifth Floor, TD Place, 140 Water Street, St. John's, Newfoundland, Canada. A1C 6H6
Telephone (709) 778-1400 Telecopier (709) 778-1473 Telex 016-4031

I am pleased to introduce the Board's sixth annual report. The report covers activities during the fiscal year from April 1, 1990 to March 31, 1991.

The highlight of this period was the start-up of the Hibernia Development Project which was announced by the Honourable Jake Epp, Federal Minister of Energy, Mines and Resources and the Honourable Rex Gibbons, Minister of Mines and Energy for Newfoundland and Labrador at a St. John's press conference chaired by the Honourable John Crosbie on September 14, 1990.

The Board's role in the Hibernia Project goes back to 1986 when its Decision 86.01 gave conditional approval to the 1985 Hibernia Benefits Plan and Development Plan submitted by Mobil Oil Canada, Ltd.. In the meantime, world oil prices declined sharply in 1986 from the high levels of the early 1980's. This decline was followed by extensive negotiations between the Hibernia project owners and both governments concerning fiscal and financial matters. These negotiations culminated with the signing of a Statement of Principles by the parties on July 18, 1988 and a Binding Agreement on November 29, 1990.

On March 30, 1990, Mobil and its partners submitted a revised Development Plan entitled "Hibernia Development Plan Update" for the Board's approval. The most significant revision was the topsides reduction from 20 modules down to five super modules and eight topside mounted structures. This redesign reduced the overall weight of the topsides from 43,000 to 33,000 tonnes. The Board approved the revised Development Plan in its Decision 90.01 dated August, 1990, attaching four new conditions to the approval.

On September 14, the project owners, Mobil, Chevron, Gulf and Petro-Canada announced the award of the first two major contracts for the project. The construction contract for the Gravity Base Structure (GBS), valued at approximately $1,300 million, was awarded to Newfoundland Offshore Development Constructors (NODECO), a consortium of Canadian and French construction companies. The contract for the topsides engineering procurement and project services, valued at more than $300 million, was awarded to Newfoundland Offshore Contractors (NOC), a consortium of Canadian, American and Norwegian engineering companies.

On October 1, 1990, the Hibernia Management and Development Company Ltd. (HMDC) assumed operatorship of the Hibernia Project from Mobil. HMDC staff quickly grew to more than 100. Within HMDC, the Project Management Team (PMT), responsible for the design and construction of the production platform, have key personnel assigned to contractor's engineering design offices in St. John's, Montreal and Paris, France. Total HMDC, PMT and contractor personnel directly employed on the project had reached approximately 1 200 by March 31, 1991.

The Board's main responsibility in the first six months of Hibernia construction has been the monitoring of HMDC's purchasing and contracting activities to ensure that Benefits Plan commitments with respect to full and fair opportunity for Canadian and Newfoundland companies are honoured. In addition, the Board has the responsibility to report to Ministers on a regular basis with regard to progress on specific work targets for Canada and for Newfoundland as agreed by the parties in the Binding Agreement. Procedures are in place with HMDC to handle these monitoring and reporting responsibilities.

As part of a process that will eventually result in the issuance of a Certificate of Fitness for the Hibernia platform, the Board agreed in December, 1990, to HMDC's selection of Lloyd's Register of Shipping as the Certifying Authority for the project and approved the Scope of Work which will govern the certification process. Lloyd's is required to provide the Board with a monthly report of certification activities.

The Board acknowledges the efforts of HMDC, NOC and NODECO in acquainting suppliers and contractors with industrial opportunities in the Hibernia project by holding seminars from St. John's to Vancouver during early 1991. Such efforts were consistent with carrying out the project owners' benefits strategy quoted in Decision 86.01.

Exploration activity offshore Newfoundland remained at a low level in 1990. The Petro-Canada King's Cove A-26 well finished drilling in June and the Sedco 710 rig was moved to the North Sea. Some 16,000 km of 2-D and 3-D seismic were shot during the summer of 1990, mainly in the Jeanne d'Arc Basin, with a small program offshore the west coast of Newfoundland.

From the standpoint of areal extent, the 1990 land sale was the largest held since the Board began issuing rights in 1988. Exploration licences were issued in January, 1991 on eight of the 15 parcels offered. Crown acreage held under licence by the Industry in Newfoundland waters now totals 2.3 million hectares. Two exploration wells are expected to be drilled in the Jeanne d'Arc Basin during 1991.

In July 1990, the Board established a three-person Oil and Gas Committee. Provision for this Committee, which holds hearings on technical matters and offers independent advice to the Board, is made in the Atlantic Accord Implementation Acts. The Chairman of the Committee is Mr. N. A. (Norm) Strom of Calgary whose appointment became effective January 1, 1991.

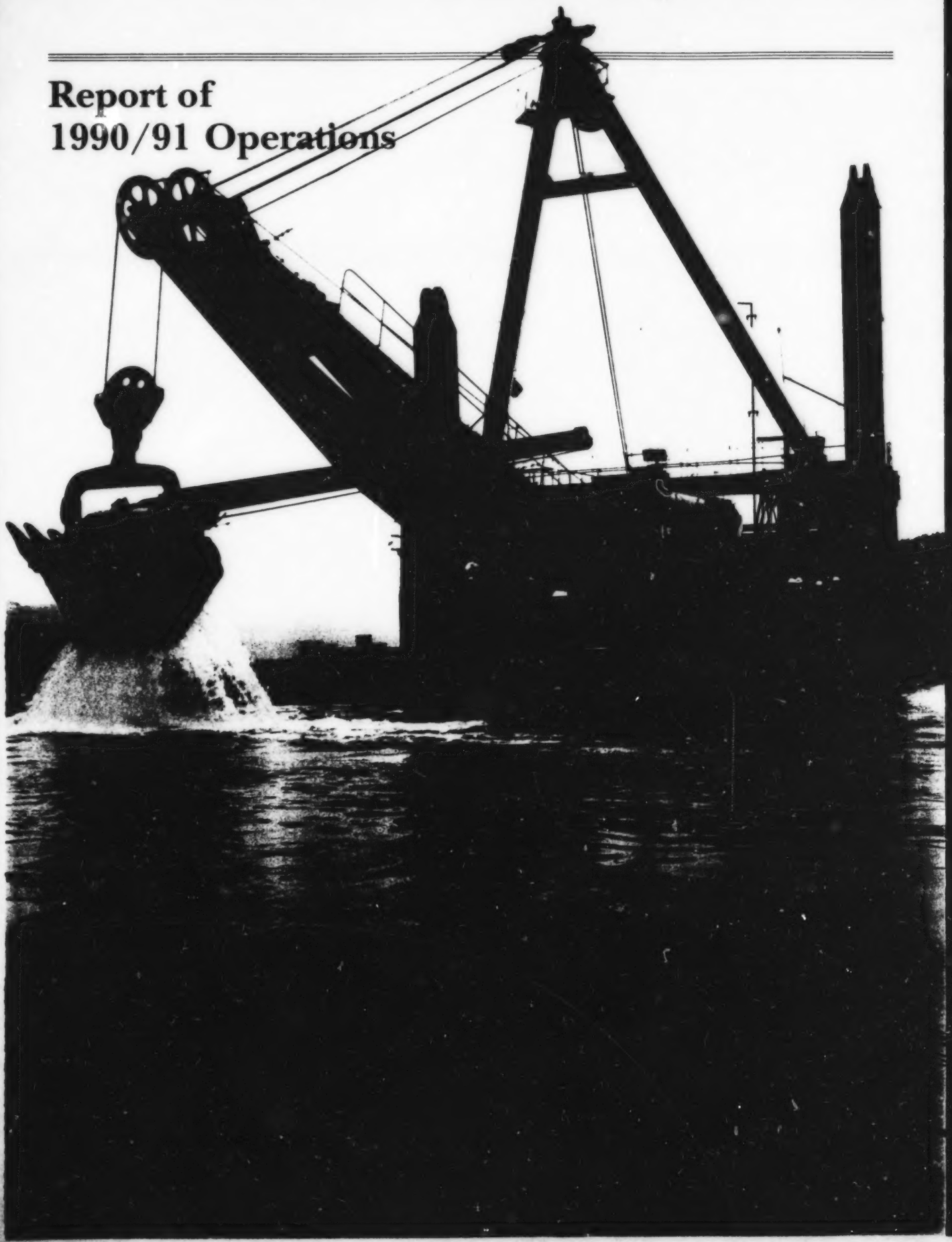
It is with regret that I record the death on November 1, 1990 of Mr. J. E. (Ted) Baugh, the Board's first Chairman. The members and staff have extended deepest sympathies to Mr. Baugh's family.

In closing, I note the April 14, 1991 retirement of Mr. Diego Henao, a vice-chairman of the Board since its inception. His broad exploration experience in Canada's East Coast and Northern frontier regions has been especially helpful to the Board. The other Board members and the staff join me in wishing him well in his future endeavours.

H. James Strain,

Chairman and Chief Executive Officer

Report of 1990/91 Operations



LAND MANAGEMENT

Land Status
The status of land holdings and the changes during the year are shown in Table 1. The total area held by industry under licence is approximately 2.3 million hectares. In addition, exploration rights covering approximately 2.25 million hectares of land south of St. Pierre and Miquelon are held by Gulf, Mobil and Esso (Figure 1). These lands are currently under an exploration moratorium, pending resolution of the boundary dispute with France regarding the sovereign rights around the islands.

Significant Discovery Licences
Although the number of Significant Discovery Licences (SDL's) did not change during the year, the number of SDL's held by each company underwent important changes as a result of appointments of new representatives by the interest owners (Table 1). The large number of 43 SDL's issued for only 19 significant discoveries offshore Newfoundland and Labrador is the result of non-homogeneous land ownership in six of the significant discoveries.

1990 Call for Bids
As a result of Call for Nominations NF89-1 and NF90-1, a total of 15 parcels of land were included in the Call for Bids NF90-1 which closed on November 13, 1990. The industry response to this call indicated continued interest in the Jeanne d'Arc Basin and new interest offshore western Newfoundland where five parcels were bought by four companies (472310 Alberta, BHP, Hunt and Labrador Mining) not previously active in Newfoundland. In total, seven Exploration Licences were issued offshore western Newfoundland and one was issued in the Jeanne d'Arc Basin. The associated expenditure commitments are in excess of $11.5 million. Table 2 shows the result of this call.

1991 Call for Bids
As a result of Call for Nominations NF90-2, the Board included four parcels of land in the Call for Bids NF91-1 which will close on September 6, 1991. Three parcels are located in the Jeanne d'Arc Basin and one offshore western Newfoundland. (Figures 1 and 2)

Oil and Gas Committee
Pursuant to the Atlantic Accord Implementation Acts, the Board established a 3-person Oil and Gas Committee in July, 1990. The purpose of the Committee is to hold hearings on technical matters and offer independent advice to the Board under Part II of the Acts. In addition, under Part III of the Acts, the Committee may make decisions on production or conservation-related matters.

Mr. J.E. (Ted) Baugh, who retired as C–NOPB's Chairman in April, 1989, was appointed Chairman of the Oil and Gas Committee on July 1, 1990. Following Mr. Baugh's passing on November 1, 1990, Mr. N.A. (Norm) Strom of Calgary succeeded Mr. Baugh as Chairman on January 1, 1991. Mr. Strom had recently retired as Vice-Chairman of the Alberta Energy Resources Conservation Board after a 35 year career with that oil industry

TABLE 1

Land Summary
Hectares

Interest Owner (Representative)	EL's held April 1/90		SDL's held April 1/90		EL's held March 31/91		SDL's held March 31/91		PL's held March 31/91	
Mobil Oil Canada	1	*12 363*	37	*118 095*	3	*496 183*	7	*35 962*	1	*22 285*
Labrador Group	–	–	4	*25 185*	–	–	4	*25 185*	–	–
Petro-Canada	4	*201 173*	1	*4 980*	5	*292 423*	8	*25 576*	–	–
Shell Canada	1	*52 501*	–	–	1	*52 501*	–	–	–	–
Husky Oil (Canterra)	–	–	1	*2 900*	–	–	19	*58 391*	–	–
BP Canada	2	*96 082*	–	–	2	*96 082*	–	–	–	–
ESSO Resources	1	*42 807*	–	–	1	*42 807*	5	*6 046*	–	–
472310 Alberta	–	–	–	–	1	*178 460*	–	–	–	–
Hunt Oil	–	–	–	–	2	*521 170*	–	–	–	–
BHP Petroleum	–	–	–	–	1	*257 885*	–	–	–	–
Labrador Mining	–	–	–	–	1	*216 110*	–	–	–	–
Total	**9**	***404 926***	***43***	***151 160***	***17***	***2 153 621***	***43***	***151 160***	**1**	***22 285***

regulatory organization. The other members of the committee are Dr. M.E. (Mel) Best of Sidney, B.C. and Mr. R.K. (Bob) Craig of Calgary, Alberta. Dr. Best is an employee of the Geological Survey of Canada and has extensive experience in geology and geophysics. Mr. Craig is a consultant with extensive oil industry experience in management, reservoir engineering and unitization matters. These are part-time appointments for terms of 3 years.

East Rankin H-21

On February 2, 1990, Petro-Canada applied to the Board for a significant discovery declaration based on the Chevron et al East Rankin H-21 well, drilled in 1988. The Board's proposed decision that the well was not a significant discovery was communicated to Petro-Canada on February 22, 1990. On March 14, 1990, Petro-Canada requested that the Board's proposed decision be referred to the Oil and Gas Committee, pursuant to the Atlantic Accord Implementation Acts. It is expected that the Oil and Gas Committee will schedule a hearing on the matter during 1991.

Nautilus C-92 Significant Discovery

On March 28, 1990, Mobil Oil Canada applied to the Board requesting that a second Significant Discovery associated with the Nautilus C-92 discovery well be declared. The original Significant Discovery of 11 sections (3 883 hectares) was declared by the Federal Minister in 1986 prior to the coming into force of the Atlantic Accord Implementation Acts. A response was sent to Mobil stating that their letter did not constitute a bona fide application for a separate discovery. This matter is now being litigated by Mobil and the Board before the Supreme Court of Newfoundland.

Registry Office

Pursuant to the Atlantic Accord Implementation Acts, the Board operates a public registry to record the ownership of exploration, significant discovery and production rights and certain instruments related to these rights. These documents are available for public review upon paymewnt of the prescribed fee.

During the year the Registry Office registered eight exploration licences and nine other documents.

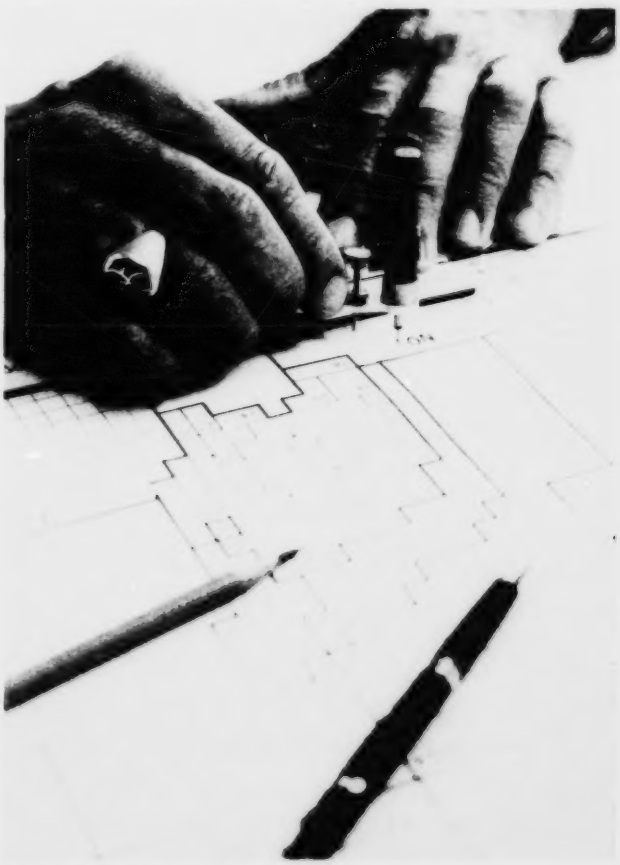
Funds Collected

In accordance with the Acts, the Board is responsible for the collection of certain revenues. During the year, the Board collected $250 for operating licences, and $18,920 for fees associated with the registry system.

TABLE 2

1989 Land Sale

Parcel # Hectares	Work Expenditure Bid	EL Issued to
1 178 460	$404, 000.00	472310 Alberta Ltd.
2 249 230	$350,200.00	Hunt Oil Company
3 271 940	$350,200.00	Hunt Oil Company
4 223 620	$668,760.00	Mobil Oil Canada Properties
6 258 780	$2,106,678.00	Mobil Oil Canada Properties
7 257 885	$1,514,588.00	BHP Petroleum (Canada) Inc.
8 216 110	$320,000.00	Labrador Mining and Exploration Company Limited
15 92 670	$5,758,640.88	Petro-Canada Inc.



Preparing Exploration Licences map

FIGURE 1
Land Holdings (March 31, 1991) and 1991 Land Sale Parcels Offshore Newfoundland and Labrador

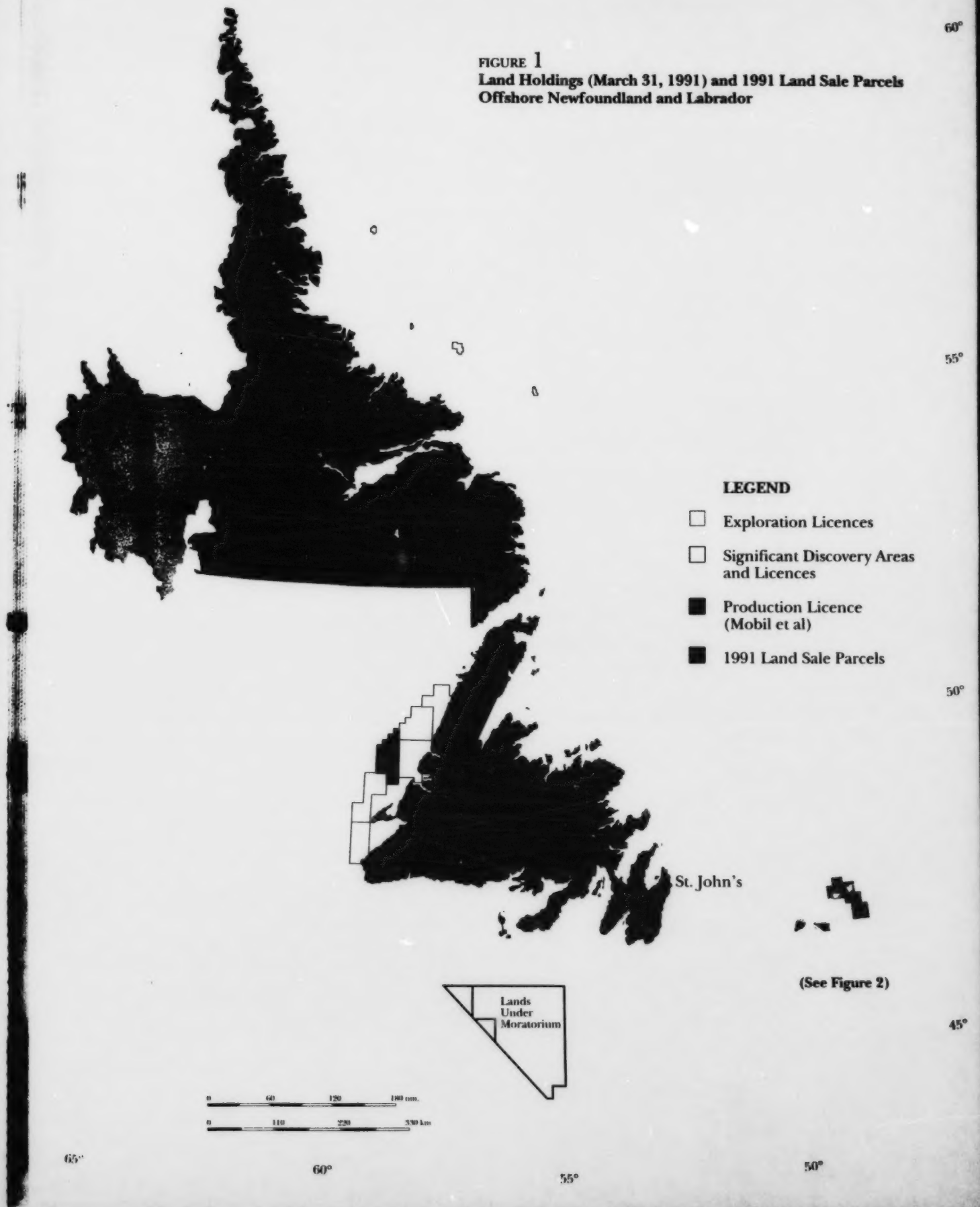
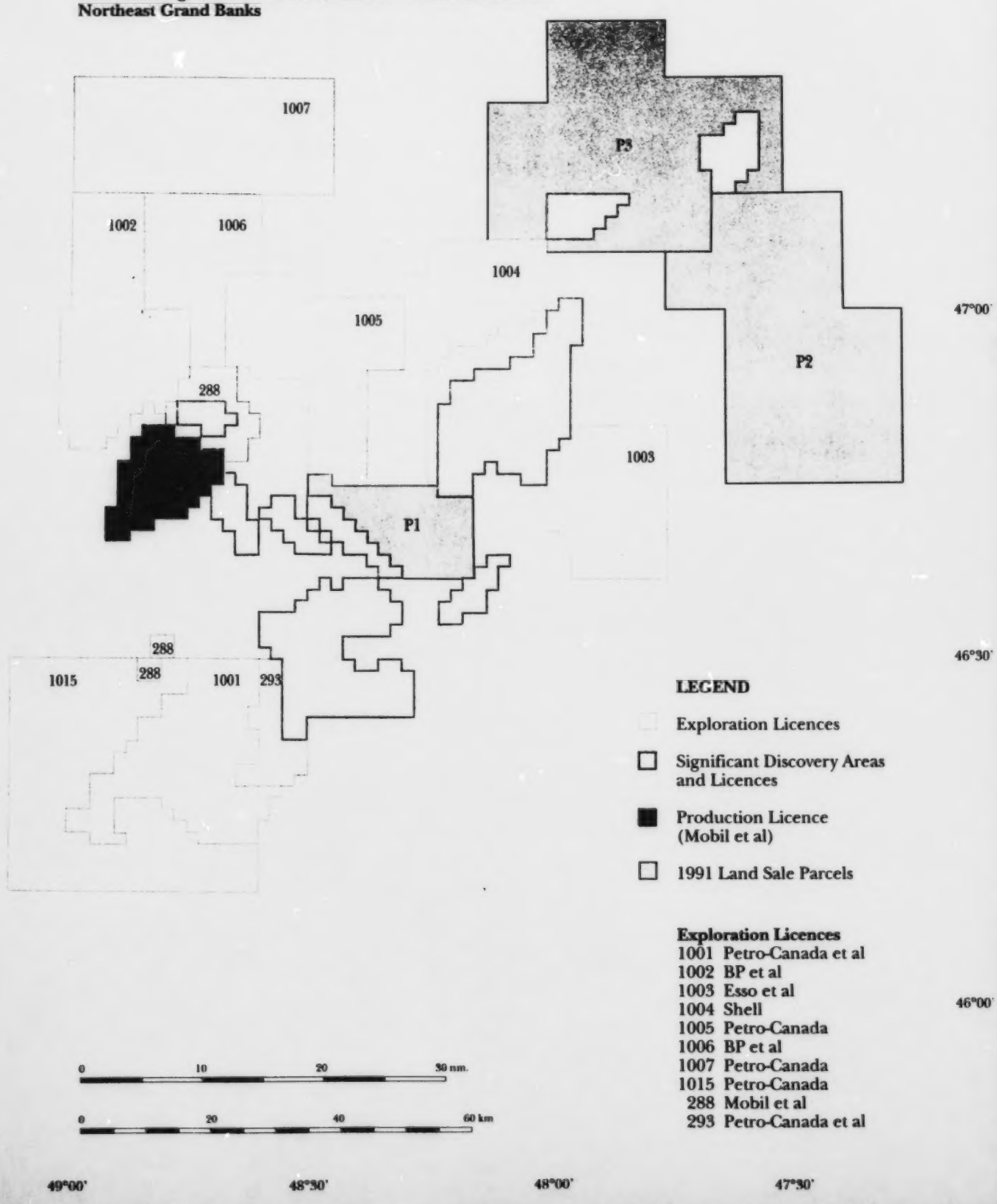


FIGURE 2
Land Holdings (March 31, 1991) and 1991 Land Sale Parcels
Northeast Grand Banks



EXPLORATION ACTIVITY

Drilling
No wells were spudded during the 1990/91 report period. Petro-Canada et al King's Cove A-26, which had been spudded on March 6, 1990, was terminated on June 17, 1990, at a total depth of 3 092 m, with 2 516 m having been drilled during the report period. (Table 3)

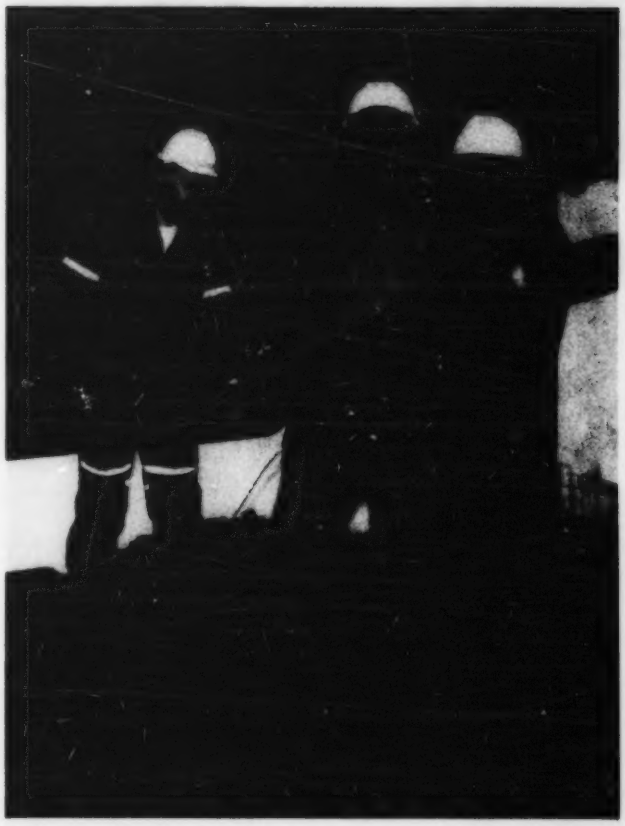
Geophysical and Geological Operations
BP Canada carried out a 13 540 km airborne laser fluorescence survey on the Grand Banks. This type of survey attempts to identify the location of accumulations of hydrocarbons by detecting the presence of minute quantities of petroleum on the surface of the sea, based on the assumption that the sources are seeps from the seabed.

Six seismic surveys, totalling 16 608 km, were carried out during the report period. Two were wellsite surveys, which included 207 km of shallow seismic shot by BP and Petro-Canada. Three were conventional 2-D seismic surveys totalling 1 912 km shot by Shell, Hunt and Petro-Canada. One of the 2-D surveys was offshore western Newfoundland and the others were in the Jeanne d'Arc Basin. The most extensive survey (14 489 km) was a 3-D survey carried out by Esso on and around EL 1003. (Figure 2)

Tables 3 and 4 summarize historical drilling and seismic statistics related to exploration activity in the Newfoundland Offshore Area.

Discovered Resource Estimates
During the year the Board undertook an assessment of discovered hydrocarbon resources in the Labrador Shelf region. A summary of discovered resource estimates for the five fields in this region is provided in Table 5. The estimates of discovered resources for the Northeast Grand Banks region are provided in Table 6.

The discovered resource estimates were made using a probabilistic method which yields a range of resource estimates from 10 to 90 percent. The estimates are reported at the 50 percent probability of occurrence.



Deployment of "streamer" from M.V. Geoco Searcher during seismic operations offshore western Newfoundland

TABLE 4

Offshore Activity – 1965 through 1990

Activity	To March 31/90	Total To March 31/91
Wells Spudded:		
Exploratory	115	115
Delineation	23	23
Wells Terminated:		
Exploratory	114	115
Delineation	23	23
Metres Drilled:		
Exploratory	392 922*	395 438
Delineation	89 642	89 642
Seismic shot (km):	555 148*	572 760

*Revised

TABLE 3

Drilling Activity

Well Name	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded / Terminated	Status March 31/91	Total Depth (m)
Petro-Canada et al King's Cove A-26	46° 25′ 09″ N 48° 33′ 06″ W	SEDCO 710	90-03-06 / 90-06-17	Abandoned	3 092

TABLE 5

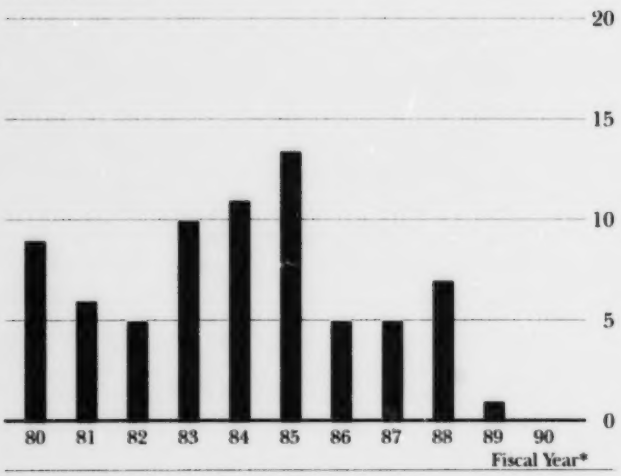
Discovered Resources* – Labrador Shelf Region

Field Name Operator	Oil m^3x10^6		Gas m^3x10^9		NGL's** m^3x10^6	
		million bbls.		*billion cu.ft.*		*million bbls.*
North Bjarni (Petro-Canada)	–	–	63.3	*2,235*	13.1	*82*
Gudrid (Petro-Canada)	–	–	26.0	*920*	1.0	*6*
Bjarni (Petro-Canada)	–	–	24.3	*859*	5.0	*31*
Hopedale (Chevron)	–	–	3.0	*105*	0.4	*2*
Snorri (Petro-Canada)	–	–	3.0	*105*	0.4	*2*
Totals (March 31/91)	–	–	**119.6**	***4,224***	**19.9**	***123***

* expressed at the 50% probability of occurrence
** Natural Gas Liquids

FIGURE 3

Drilling Activity Newfoundland Offshore Area
Wells Spudded



*April 1 of the year indicated to March 31 of the following year

TABLE 6

Discovered Resources* – Northeast Grand Banks Region

Field Name (Operator)	Oil m^3x10^6		Gas m^3x10^9		NGL's** m^3x10^6	
		million bbls.		*billion cu.ft.*		*million bbls.*
Hibernia (HMDC)	106.0	*666*	28.7	*1,017*	17.7	*111*
Terra Nova (Petro-Canada & (Husky)	64.6	*406*	7.6	*269*	2.2	*14*
Hebron (Mobil)	31.0	*195*	–	–	–	–
Whiterose (Husky)	28.4	*178*	42.7	*1,509*	9.2	*58*
West Ben Nevis (Petro-Canada)	4.0	*25*	–	–	–	–
Mara (Mobil)	3.6	*23*	–	–	–	–
Ben Nevis (Petro-Canada & Husky)	3.0	*19*	6.5	*229*	4.7	*30*
North Ben Nevis (Husky)	2.9	*18*	3.3	*115*	0.7	*4*
Springdale (Esso)	2.2	*14*	6.7	*236*	–	–
Nautilus (Mobil)	2.1	*13*	–	–	–	–
South Tempest (Mobil)	1.3	*8*	–	–	–	–
Fortune (Husky & Esso)	0.9	*6*	–	–	–	–
South Mara (Mobil)	0.6	*4*	4.1	*144*	1.2	*8*
North Dana (Mobil)	–	–	13.3	*470*	1.8	*11*
Trave (Husky)	–	–	0.8	*30*	0.2	*1*
Totals (March 31/91)	**250.6**	***1,576***	**113.7**	***4,019***	**37.7**	***237***

* expressed at the 50% probability of occurrence
** Natural Gas Liquids

DEVELOPMENT ACTIVITY

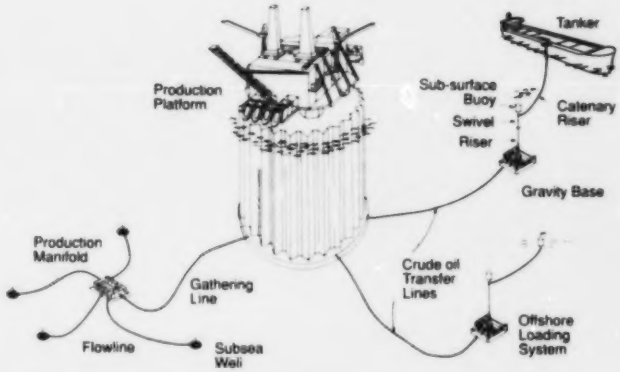
Hibernia

The past year was an eventful one for the Hibernia project. On March 30, 1990, Mobil, on behalf of the project participants, submitted a "Hibernia Development Plan Update" and informed the Board that its 1985 Hibernia Benefits Plan remained unchanged. The Board was also formally advised that a site at Bull Arm in Trinity Bay had been chosen for the construction of the Gravity Base Structure (GBS) and assembly of the topside facilities.

The Update proposed significant changes in the configuration of the topsides facilities, the offshore loading facilities and in the marine support fleet for the project. It also reported progress in the evolution of the conceptual design for the installation since the original development plan was submitted in 1985.

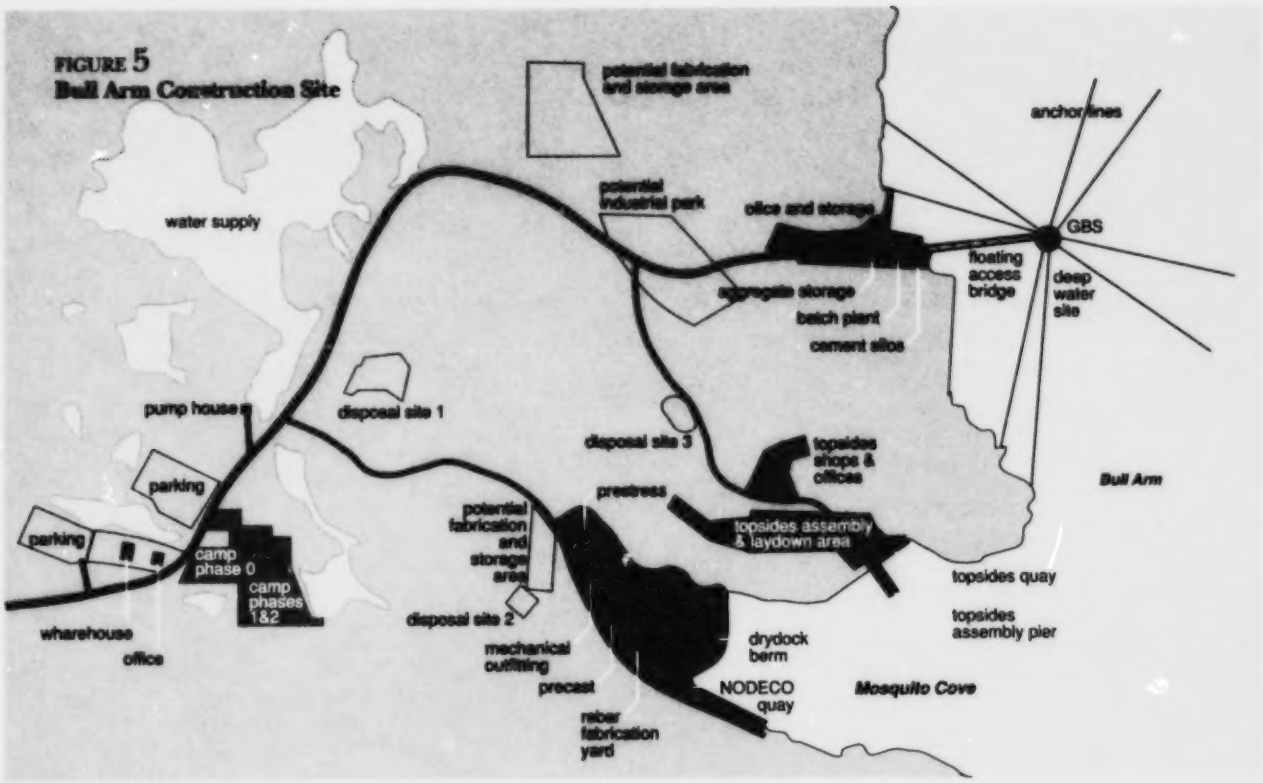
FIGURE 4

Hibernia Production System



Source: Hibernia Development Plan Update, Figure 1.6-1

Signing of the Hibernia Binding Agreement, September 14, 1990
L-R:
Mr. C. E (Chuck) Shultz [President and CEO, Gulf Canada Resources, Limited]
Mr. W. H. Hopper [Chairman and CEO, Petro-Canada Inc.]
the Hon. John Crosbie [Minister of International Trade]
the Hon. Clyde Wells [Premier-Newfoundland and Labrador]
the Hon. Jake Epp [Minister of Energy, Mines and Resources]
Mr. John O'Connor [President and General Manager, Mobil Oil Canada]
the Hon. Rex Gibbons [Minister of Mines and Energy]
Mr. J.R. (Jim) Baroffio [President and CEO, Chevron Canada Resources Limited]



In the new configuration the Main Support Frame has been eliminated, and the topside facilities will now consist primarily of five super modules, each weighing between 3 900 and 6 700 tonnes. These will be welded together to form an integrated structure upon which eight smaller modules, each weighing between 100 and 1300 tonnes, will be installed. The total dry weight of the topside facilities will be 33 000 tonnes.

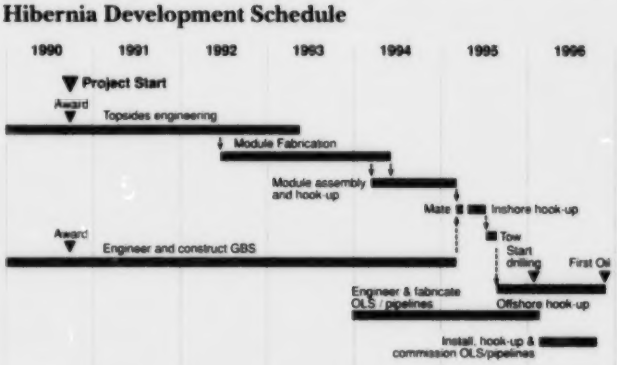
In place of the articulated loading platforms proposed in 1985, the Update proposed using offshore loading systems consisting of a seafloor riser base, a sub-surface buoy and a flexible catenary riser (Figure 4). Similar offshore loading systems have been successfully used in the North Sea.

The Update also proposed that the composition of the marine support fleet be changed to three similar vessels so that each vessel will be capable of a variety of roles rather than relying upon special purpose vessels.

On August 15, 1990, the Board issued Decision 90.01 which conditionally approved the Update. The Decision continued 14 of the 17 conditions recorded in its previous Decision 86.01, amended one of those conditions and noted that two others had been satisfied. Four new conditions were established. They related to: the submission of a formal safety plan, the provision of evidence of financial responsibility, the design of the offshore loading system and the changes to the marine support fleet.

FIGURE 6

Hibernia Development Schedule



Source: After HMDC

Immediately following the September 14, 1990 announcement by the governments that the project would proceed, the project owners awarded a contract for topsides engineering, procurement and project services. In addition, a turnkey contract was awarded for construction site development, design engineering, and for the construction and installation of the GBS itself.

By year end the road to the construction site at Bull Arm had been built and was being upgraded, marine dredging operations were underway at the GBS drydock site and a 400-bed temporary camp was in the final stages of assembly (Figure 5). In Montreal, NOC had mobilized its engineering design team and the procurement of long lead-time items had begun. Work on the GBS design commenced in November, at the Paris offices of Doris Engineering. This work is expected to be transferred to St. John's in 1992. Major mileposts in the 6-year construction schedule are shown in Figure 6.

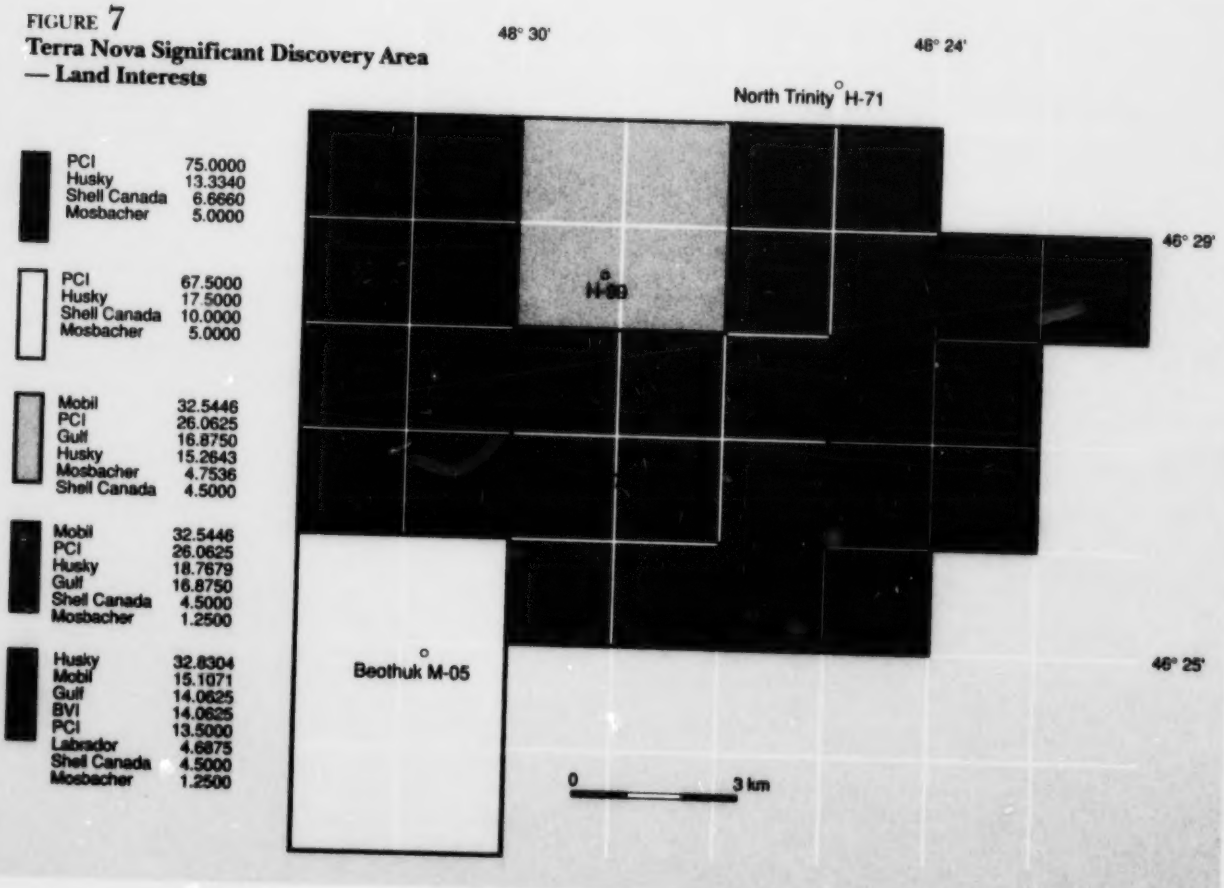
Terra Nova

During the period June 17 to June 27, 1990, Petro-Canada utilized the SEDCO 710 at the Terra Nova 0-90 location to demonstrate the feasibility of excavating a glory hole in the sea floor for the protection of subsea wellheads from iceberg scour. The hydraulically operated "Tornado Drill", built by Newocean Contractors of St. John's, was positioned by the SEDCO 710 and excavated a 7-metre diameter "glory hole" to a depth of 9 metres.

During the year, the Board continued to monitor progress toward the eventual development of the Terra Nova field through regular reviews with Petro-Canada. Because of the five different land ownership patterns (Figure 7) in the Terra Nova Significant Discovery Area, Petro-Canada and its partners have acknowledged that a Unit Agreement will be necessary before the field is developed. It is understood that negotiations aimed at achieving such an agreement are underway.

In the meantime, the Board completed its in-house Geology and Reservoir Engineering studies of the field during 1990 and is awaiting the submission of a Development Plan. The Board's Development Application Guidelines were published in 1988 and distributed to industry.

FIGURE 7
Terra Nova Significant Discovery Area — Land Interests



OPERATIONS AND SAFETY

Regulatory Requirements

The Board's staff continued to participate in the development of a variety of regulations pertaining to petroleum installations and activities in the Newfoundland offshore area, although at a reduced level of effort from previous years. This reduction reflects the substantial completion of the technical part of this work which has now progressed to the legal drafting stage. Compliance with the latest drafts of these regulations is a condition of the Board's authorization of works and activities in the offshore area.

In February, 1991, the industry was advised that, in future, Mobile Offshore Drilling Units (MODU's) will require a Certificate of Fitness issued in accordance with the draft regulations before being authorized for use offshore. In March, 1991, the Board prepared and circulated to oil companies, certifying authorities, industry associations and other government bodies a draft Information Letter on Drilling Equipment Standards and Requirements. This document will be finalized after comments from these parties have been taken into account.

During the year, the Board participated in a joint effort with other offshore regulatory authorities, the Frontier Division of the Canadian Petroleum Association and major offshore contractors to produce a document entitled "Canadian Offshore Petroleum Industry; Qualifications, Safety Training and Certification". This publication describes the training requirements for personnel engaged in the various operations used in Canadian offshore drilling, and incorporates all of the training requirements previously established by the Board for work in the Newfoundland offshore area. Compliance with these requirements is a condition of all Drilling Program Authorizations issued by the Board.

Piper Alpha Report

On November 12, 1990, United Kingdom Energy Secretary John Wakeham published Lord Cullen's report into the Piper Alpha disaster which occurred on July 2, 1988. The Piper Alpha accident caused the loss of 167 lives as the result of a series of explosions and fire that resulted in the total destruction of the production platform and was the most serious accident to date in offshore petroleum operations. Consequently, Lord Cullen's report and recommendations were anxiously awaited by all involved in both the operation and regulation of offshore activities.

A cornerstone recommendation of Lord Cullen's report is the establishment of a requirement for operators of offshore installations to prepare and submit for the approval of the regulatory authorities, a "Safety Case" based upon a formal safety assessment of their installations that includes design, operations and maintenance procedures, management philosophy and practices, training and qualifications of personnel and planning for emergency conditions.

The Board is pleased to note that the draft Production and Conservation Regulations for the Newfoundland Offshore Area require the submission, for its approval, of a Safety Plan that is the equivalent of Lord Cullen's recommended "Safety Case". In its Decision 90.01, the Board made its approval of the Hibernia Development Plan Update conditional upon HMDC's submission of this Safety Plan.

Many of Lord Cullen's detailed recommendations have been a requirement of operators conducting exploration activities in the Newfoundland Offshore Area for some time and are already embodied in draft regulations pertaining to production operations.

The Board is continuing to examine Lord Cullen's other recommendations for their applicability in increasing the safety of operations in the Newfoundland Offshore Area.

Inspections

The Board's safety officers conducted six safety inspections during the year. Of these, one was a routine operational inspection of a Mobile Offshore Drilling Unit and one of its support vessel, two were pre-approval safety inspections of geophysical survey vessels and two were pre-contract inspections of MODU's being considered for use in the offshore area. These latter inspections were performed in foreign waters at the request of an operator.

Lost Time Accidents
Two Lost Time Accidents (LTA's) occurred during the reporting period, one on a drilling unit and the other on a marine support vessel. The accident on the drilling unit resulted in an LTA frequency rate of 9.4 per million hours worked, compared with last year's rate of 22.4. The accident on the marine support vessel resulted in an LTA frequency rate of 21.7. There were no LTA's reported during the previous year for these vessels. While the frequency rates are mathematically correct, the relatively low number of hours worked during the reporting periods provides inadequate data from which to draw meaningful conclusions.

Certificate of Fitness
In January, 1991, Lloyd's Register of Shipping was appointed by HMDC as the Certifying Authority for the Hibernia project. The Certifying Authority will conduct detailed examinations and inspections of the design and construction of the facilities in order to issue a Certificate of Fitness attesting to the suitability of the facilities for their intended purpose. The Board approved the work program to be undertaken by the Certifying Authority before the appointment was made and receives monthly reports from Lloyd's as to progress and results of its work.

Construction Site Safety
Occupational health and safety at construction sites in the Province of Newfoundland is regulated by the Newfoundland Department of Employment and Labour Relations pursuant to *The Newfoundland Occupational Health and Safety Act.* The Proponent is ultimately responsible for the occupational health and safety of employees engaged in construction and commissioning of production installations in Newfoundland. The Board is assisting the Department in its review of the site safety plan covering the activities to be conducted at the Bull Arm site.

Diving Programs
Diving operations in the Newfoundland Offshore Area, including those conducted at Hibernia construction/assembly sites in the Province of Newfoundland, are regulated by the Board under *The Newfoundland Offshore Area Diving Regulations.*

During the year, two Diving Program Authorizations were issued. The first related to marine archaeological and the second to biological and geotechnical investigations forming part of environmental baseline surveys in the Bull Arm area of Trinity Bay, where the GBS construction will take place. The archaeological program consisted of scuba diving to 20m and the use of a remotely operated vehicle to 40m. The biological and geotechnical program included a video survey of the dry dock berm location.

In February, 1991, HMDC received authorization to conduct additional diving in the Great Mosquito area to investigate the sea bottom prior to placing fill material for the dry dock berm. The Board issued 10 diving certificates during the year.

ENVIRONMENTAL AFFAIRS

Environmental Co-ordination
The Newfoundland Environmental Advisory Committee met twice during the past year. The Committee provides for formal consultation on environmental and operational matters among representatives of both governments and the Board. This year its work related primarily to the environmental implications of the land sale for offshore western Newfoundland. Topics discussed were related to environmental assessment and the need for consolidating environmental resource information in a "sensitivity atlas" format.

Oil Spill Exercise
The field exercise required pursuant to the terms of Petro- Canada's Drilling Program Approval was conducted in June 1990. The exercise was coupled with a communications exercise held the previous day.
The communications exercise simulated a loss of well control at the Kings Cove location. It involved the activation of Petro-Canada's Alert/Emergency and Oil Spill Response Plan with the subsequent notification of the appropriate regulatory agencies and activation of spill support services. These services include weather and ice monitoring as well as spill trajectory forecasting and monitoring.

Eastcoast Spill Response Inc. mobilized equipment in association with the communications exercise. The field exercise was held about 3 nautical miles outside St. John's harbour utilizing two supply vessels and consisted of the deployment of a containment boom and oil skimmer and simulated the pickup and transfer of oil to a large deck-mounted tank.

The exercise fulfilled the requirements of Drilling Regulation 151 (d) and served to test the response plan and provide training for participants.

Environmental Studies Research Fund
The Board continued its representation on the Fund's Management Board. Two of twelve studies initiated during the year have application only to the Newfoundland offshore area:

- Iceberg Trajectory Model - Real Time Verification
- Grand Banks Iceberg Scour Repetitive Mapping Program

Four other studies of direct interest were undertaken.

- Dispersant Treatment of Oiled Saltmarsh: Completion of Long Term Follow-up Studies
- Improvement and Field Evaluation of a Portable Incineration Technique for Restoration of Oil Contaminated Beach Cobble
- Improvement and Field Evaluation of an Onsite, Remove and Wash Technique for Restoration of Oil Contaminated Beach Cobble
- Workshop to Establish Canadian Marine Oil Spill Research Priorities

Hibernia Construction Sites Environmental Management Committee (HCSEMC)
The Board continued its involvement with both this committee and its technical working groups. HCSEMC was established pursuant to *The Newfoundland and Labrador Environmental Assessment Act.* This year an Interim Environmental Protection Plan (IEPP) prepared by NODECO, the successful bidder for the GBS construction. The IEPP was approved after a full review was conducted by HCSEMC and recommended additions and improvements were made. The plan covers the initial site preparation activities at Bull Arm, Trinity Bay and will remain in effect until the contractor produces an Environmental Protection Plan (EPP) for the remainder of the construction period.

Hibernia Development Project
Discussions with HMDC on the environmental conditions of approval of the Development Plan were initiated soon after agreement between governments and the proponents was reached. The aim was to ensure early consideration of the requirements for the development of the EPP for production operations.

Environmental Conditions
While wind and sea conditions were generally normal between April and June of 1990, the period began with pack ice interrupting drilling operations at the King's Cove A-26 well. The well had been spudded on March 6, 1990 but the SEDCO 710 drilling rig was forced off location by pack ice three days later and was not able to resume operations until March 24. Two days later encroaching pack ice again forced the SEDCO 710 off location. It returned on April 8.

Later in April, icebergs forced the rig to leave the wellsite on four separate occasions, resulting in approximately seven days downtime. High seas and strong winds, 11 metres and 51 knots respectively, caused delays in running anchors and reconnecting to the well after one of these events. Almost 100 icebergs were tracked to the northern Grand Banks area during the drilling of the King's Cove well.

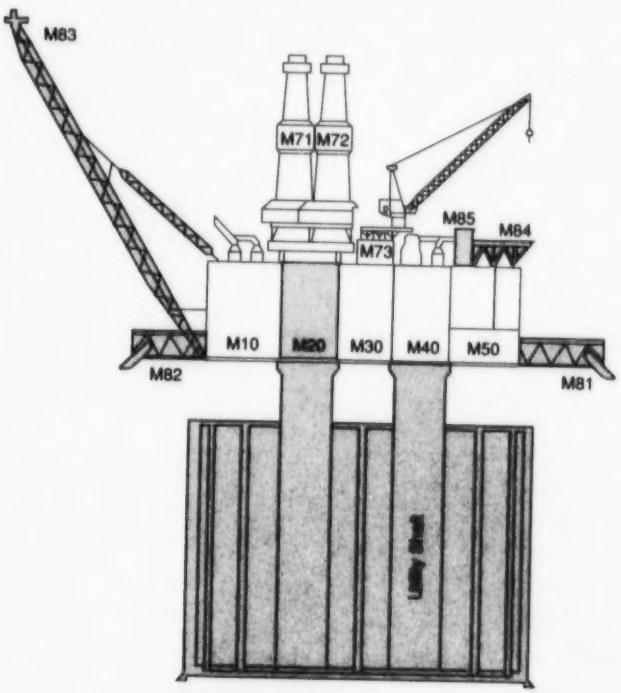
Overall, ice and weather delays accounted for 47 of the 107 days required to drill the King's Cove well.

CANADA-NEWFOUNDLAND BENEFITS

During the past year the Board's efforts in this area were primarily directed at establishing systems and procedures to carry out its responsibilities related to the Hibernia project. The Board's responsibilities in the area of Canada–Newfoundland benefits arise from the Atlantic Accord Implementation Acts, the Board's Decision 86.01 approving the Hibernia Benefits Plan and the Hibernia Binding Agreement between the governments and the project owners. While the Hibernia Benefits Plan was unaffected by the revisions to the Development Plan, the condition of Decision 86.01 which related to the structure's Main Support Frame (MSF) was rescinded by the Board's Decision 90.01.

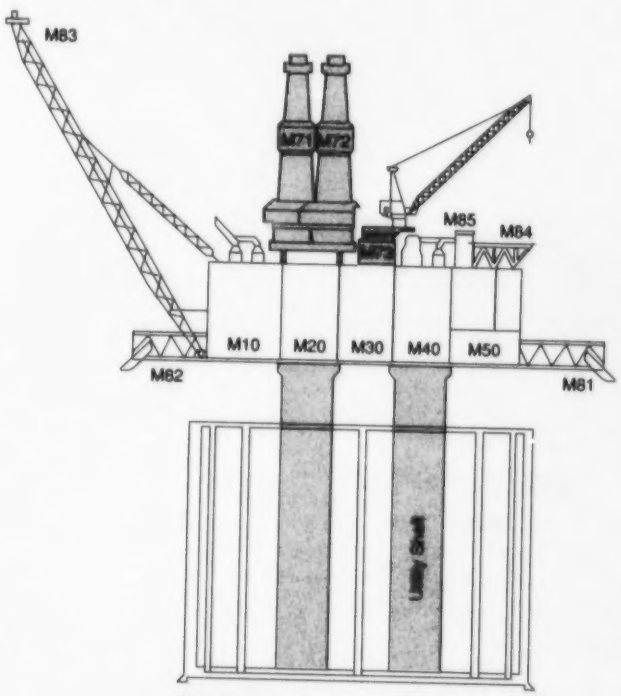
FIGURE 8

Hibernia Production Facility Construction Commitments



Components to be Constructed in Newfoundland

	Gravity Base Structure
M20	Wellhead Module
M84	Helideck
M85	Air Control Module
M81	Main Lifeboat Station
M82	Auxillary Lifeboat Station
M83	Flare Boom



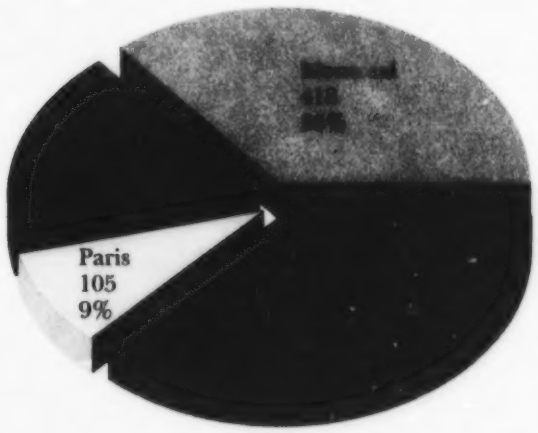
Components to be Constructed in Canada[3]

M71	Drilling Derrick
M72	Drilling Derrick
M73	Drillers Office and Piperack[1,2]
	Decks and Pre-Assemblies[1]

[1] Provided there are three qualifying Canadian Bidders
[2] Best efforts to construct in Newfoundland
[3] In addition, best efforts to fabricate one of modules M30, M40, M50, or M10 in Canada

FIGURE 9

Hibernia Project Staffing
(persons employed by location as of March 31, 1991)



Hibernia Binding Agreement

Key provisions of the Hibernia Binding Agreement include a 55-60% Canadian–Newfoundland content target for the project and, in addition to construction of the gravity base structure (GBS), fabrication and assembly of the wellhead module and five of eight topsides mounted structures in Newfoundland. While 80-95% of the overall project management and engineering will take place in Canada, 50% of the GBS engineering and the engineering of the helideck, flareboom, accommodation quarters and subsea lines will take place in Newfoundland. A number of other provisions provide opportunities for the fabrication of other topside modules as well as GBS decks and pre-assemblies in Canada. Figure 8 illustrates the project owners undertakings related to the fabrication and assembly of major platform components. Under the Framework Agreement within the Binding Agreement, the Board has the responsibility to monitor the performance of the project owners in relation to these undertakings.

FIGURE 10

Hibernia Project Management Team

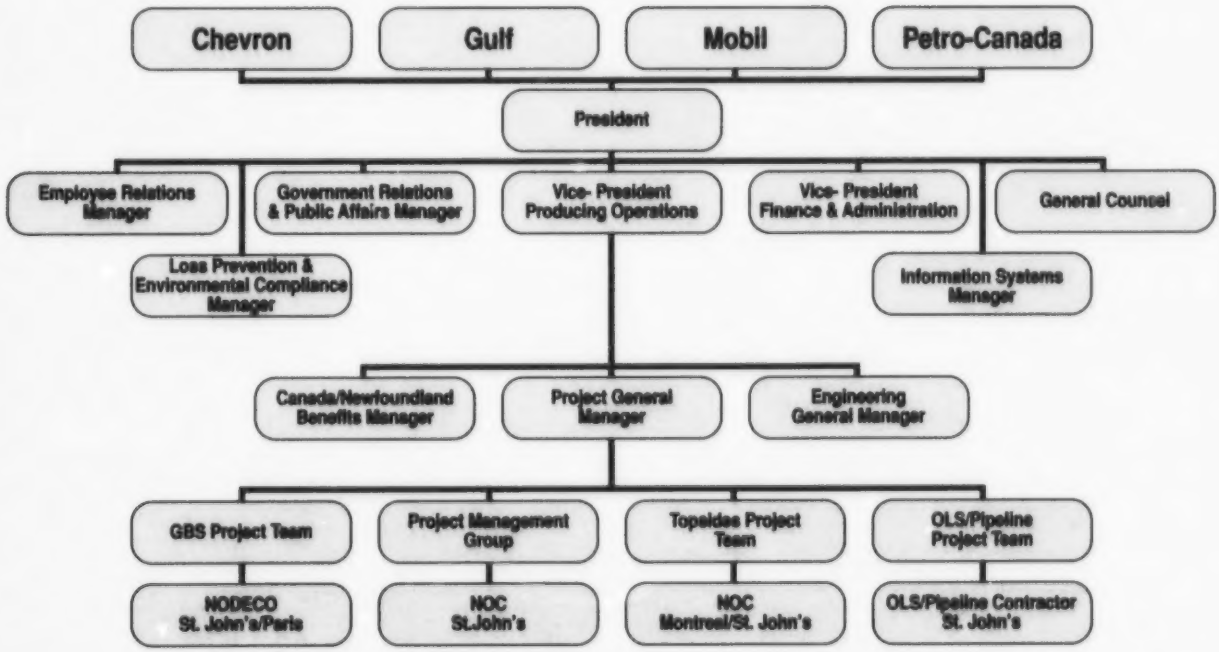
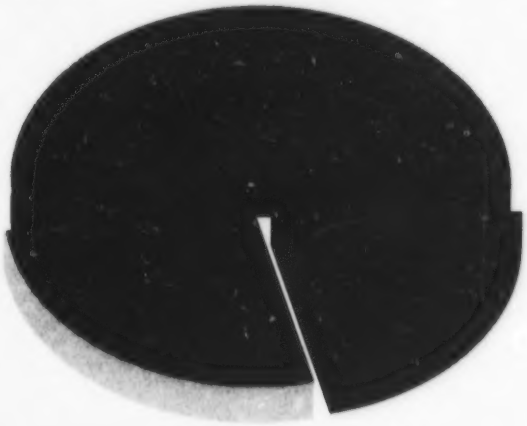


FIGURE 11

Hibernia Project Employment:
Cumulative from July, 1988 to March 31, 1991
(person-months)



Hibernia Monitoring Systems and Procedures
In order to monitor the progress of the commitments and undertakings made in the Benefits Plan and the Framework Agreement, the Board established its Procurement Reporting Guidelines as well as its Cost and Employment Reporting Systems in August, 1990. Consistent with the Memorandum of Understanding among the Board and nine departments and agencies of the two governments, the Board consulted extensively in developing these guidelines and reporting systems.

The Procurement Reporting Guidelines provide a framework for the Board to monitor HMDC's major purchasing and contracting decisions at the prequalification, bidders' list and award stages of the procurement process. They also provide a mechanism to monitor the commitments of the project owners related to the transfer of technology to Newfoundland and other Canadian companies.

A Cost and Employment Reporting System providing for reporting project cost, Canadian and Newfoundland content and employment on a monthly basis was implemented using the Canadian General Standards Board's definition of Canadian content.

Hibernia Management and Development Company
HMDC commenced operations in St. John's on October 1, 1990. The company was formed by the project owners to manage the development of the Hibernia field. Figure 10 illustrates the overall project management structure for the design and construction phase of the project which will lead to the installation and commissioning of the platform facilities by 1996. By March 31, 1991 HMDC had 126 employees located in St. John's, Montreal and Paris. Including contractors and subcontractors, 1,160 people were directly employed on the project as of March 31, 1991. Figure 9 compares project staffing levels at the four main design and construction sites.

Hibernia Major Contracts
Major contracts for the Gravity Base Structure (GBS) as well as for the Topsides Engineering and Procurement/Project Services (EP/PS) were awarded by the project owners on September 14, 1990. The GBS contract, valued at approximately $1.3 billion, was awarded to Newfoundland Offshore Development Constructors (NODECO). The participants in NODECO are:

- Atlas Construction Inc., Montreal
- Concrete Products (1982) Ltd., St. John's
- Doris Engineering, Paris
- Janin General Contractors Ltd., Montreal
- McNamara Construction Co., St. John's

The EP/PS contract, valued at approximately $360 million, was awarded to Newfoundland Offshore Contractors (NOC). The participants in NOC are:

- Aker Engineering a.s., Oslo
- BFL Consultants Ltd., St. John's
- Brown and Root International Inc., Toronto
- Monenco (Shawmont), Calgary (St. John's)
- SNC Group, Montreal, Quebec

By March 31, 1991, HMDC had awarded 16 major contracts and purchase orders, each valued at over $100,000, with an estimated total value of $1.67 billion. NODECO had awarded 29 major subcontracts and purchase orders, with an estimated total value of $107.3 million, and NOC had awarded 2 major purchase orders, with an estimated total value of $370,000.

FIGURE 12

Hibernia Project Expenditures:
Cumulative July, 1988 through March 31, 1991
($ millions)

Hibernia Project Employment and Expenditures
Total direct project employment to the end of March amount to 5,190 person-months, with Canadian and Newfoundland residents accounting for 79% and 52% respectively. Figure 11 provides a breakdown of employment by residency status.

Cumulative project costs to the end of March amounted to approximately $117 million with Canadian and Newfoundland content estimated at 82% and 52% respectively. An expenditure summary is provided in Figure 12.

Hibernia Industrial Opportunities Seminars
During the first quarter of 1991, HMDC, NODECO and NOC conducted a series of seminars across Canada which updated contractors and suppliers on the industrial opportunities associated with the Hibernia project. Approximately 3,000 people participated in these seminars, which were held in thirteen locations from St. John's to Vancouver.

Exploration and Pre-Development
Offshore exploration and pre-development expenditures, excluding those relating to the Hibernia project, during the 1990 calendar year amounted to $42,402,136. Table 8 compares these expenditures with those of the previous year.

Direct Newfoundland-based employment associated with 1990 exploration and pre-development activities amounted to 1,800 person months, compared with 1691 person months in the previous year. Table 9 provides a detailed comparison.

TABLE 8

Exploration Expenditure Summary Comparison
($ 000)

Activity		1990		1989
Geophysical/Geological		8,537		1,284
Drilling				
Equipment	14,301		14,219	
Consumables	4,011		6,536	
Services	4,986		6,520	
Logistics/Support	919		2,464	
Other	1,429		215	
		25,646		29,954
Pre-Development		4,169		21,502
E&T and R&D*		4,050		973
Total		**42,402**		**53,713**

TABLE 9

Exploration Employment Comparison
(Person Months)

Company Type	Nfld. Resident		Other Canadian		Total Canadian		Non Canadian		Total	
	1990	1989	1990	1989	1990	1989	1990	1989	1990	1989
Oil Company	60	226	26	66	86	292	0	132	86	424
Drilling Contractor	329	220	118	101	447	321	0	0	447	321
Service / Support Vessel Contractor	269	97	75	3	344	100	0	0	344	100
Other Contractor	563	704	131	70	694	774	229	9	923	774
Total	**1,221**	**1,247**	**350**	**240**	**1,571**	**1,487**	**229**	**132**	**1,800**	**1,691**
% of Total	**67.8**	**77**	**19.5**	**14.8**	**87.3**	**91.8**	**12.7**	**8.2**	**100**	**100**

Lobster pots - Kippens

Financial Reports

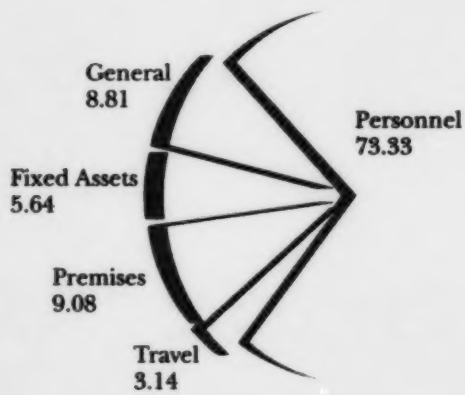
FINANCIAL NOTES

1. Details of fixed asset expenditures for 1990-91, with comparative figures for the previous year, are shown below:

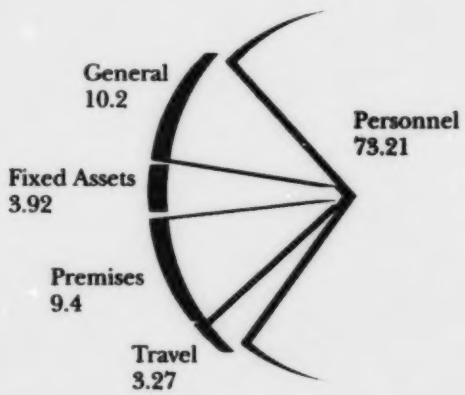
	1989/90	1990/91
Computer Equipment	$ 112,308	$151,681
Computer Software	37,871	21,469
Furniture, Equipment and Fixtures	64,625	18,463
Vehicles	52,493	—
	$ 267,297	$191,613

2. In comparison with the 1989/90 fiscal year, the percentages of expenditures in the individual catagories of expenses in the 1990/91 fiscal year have not changed significantly. The exceptions are the purchases of fixed assets, which decreased by 1.72%, and the general expenses which increased by 1.39%.

Expenditures
(percentage of total expenditures)



Total Expenditure (1989/90)
$4,734,026



Total Expenditure (1990/91)
$4,885,263

AUDITORS' REPORT AND FINANCIAL STATEMENTS

ERNST & YOUNG

AUDITORS' REPORT

To the Members of
Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board

We have audited the combined funds balance sheet of **Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board** as at March 31, 1991 and the statements of revenue and expenditure and building capital fund for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

We conducted our audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by the Board, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 1991 and the results of its operations for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles.

Ernst + Young

St. John's, Newfoundland,
April 26, 1991.

Chartered Accountants

COMBINED FUNDS BALANCE SHEET

As at March 31

	1991 $	1990 $
ASSETS		
Current:		
Short-term investments (Note 3)	270,000	213,000
Accounts receivable	12,833	16,013
Claims receivable	224,117	302,990
Total Current Assets	506,950	532,003
Fixed:		
Land	92,873	92,873
Building	1,338,809	1,338,809
Landscaping and Parking Lot	41,233	41,233
	1,472,915	1,472,915
	1,979,865	2,004,918
LIABILITIES AND ACCUMULATED FUNDS		
Current:		
Bank overdraft	39,812	170,934
Accounts payable and accrued liabilities	467,138	361,069
Total current liabilities	506,950	532,003
Accumulated funds:		
Building Capital Fund	1,472,915	1,472,915
	1,979,865	2,004,918

See accompanying notes

On behalf of the Board:

H. James Strain, P.Eng.
Member

John J. Zwolinski
Member

STATEMENT OF REVENUE AND EXPENDITURE

Year Ended March 31

	1991 $	1990 $
REVENUE:		
Grants		
Government of Canada	**2,425,367**	2,350,260
Government of Newfoundland and Labrador	**2,425,367**	2,350,259
	4,850,734	4,700,519
Interest and charges	**34,529**	33,507
Total revenue	**4,885,263**	4,734,026
EXPENDITURE:		
Personnel	**3,576,721**	3,471,328
Travel	**160,173**	148,882
Premises	**459,436**	429,694
Fixed assets	**191,614**	267,027
General	**497,319**	417,095
Total expenditure	**4,885,263**	4,734,026
Excess of revenue over expenditure	**—**	—

See accompanying notes

STATEMENT OF BUILDING CAPITAL FUND

Year Ended March 31

	1991 $	1990 $
Grants:		
Government of Canada	**—**	27,163
Government of Newfoundland and Labrador	**—**	27,162
	—	54,325
Capital fund, beginning of year	**1,472,915**	1,418,590
Capital fund, end of year	**1,472,915**	1,472,915

See accompanying notes

NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS

March 31, 1991

1. Purpose of Organization

The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board was formed in 1985 to administer the relevant provisions of the Canada–Newfoundland Atlantic Accord Implementation Acts as enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Newfoundland and Labrador. The Board is funded by equal contributions from both the Provincial and Federal governments.

2. Significant Accounting Policies

The Board has adopted accounting policies which are generally accepted for use by organizations of this nature. The more significant of these policies are as described below:

(a) Basis of accounting

The board employs fund accounting, classifying financial statement items in either the operating fund or capital fund. These funds together comprise the combined funds as shown on the balance sheet.

- The operating fund represents the cost of the operating assets and liabilities of the Board. Operating expenditures including expenditures for furniture, equipment and vehicles are funded through grants from the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador.
- The capital fund represents the cost of the land and building owned by the Board.

(b) Fixed assets

The Board follows the practice of charging to operations expenditures for furniture, equipment and vehicles in the year of acquisition. Long-term assets, such as building and land costs, are capitalized in the capital fund. Proceeds from the sale of all fixed assets are repayable to the Federal and Provincial governments. Expenditures for leased assets, whether operating or capital in nature, are charged to operations in the year of payment.

3. Short-Term Investments

	Purchase Date	Maturity Date	Interest Rate	1991 $	1990 $
Term deposits	March 29/90	April 6/90	10.00%	—	155,000
	March 31/90	April 3/90	9.50%	—	58,000
	March 28/91	April 3/91	8.25%	64,000	
	March 28/91	April 5/91	8.25%	103,000	
	March 28 /91	April 12/91	8.25%	103,000	
				270,000	**213,000**

4. Commitments

The Board is committed under terms of a premises lease to make annual rental payments of approximately $430,000 to April 30, 1995.

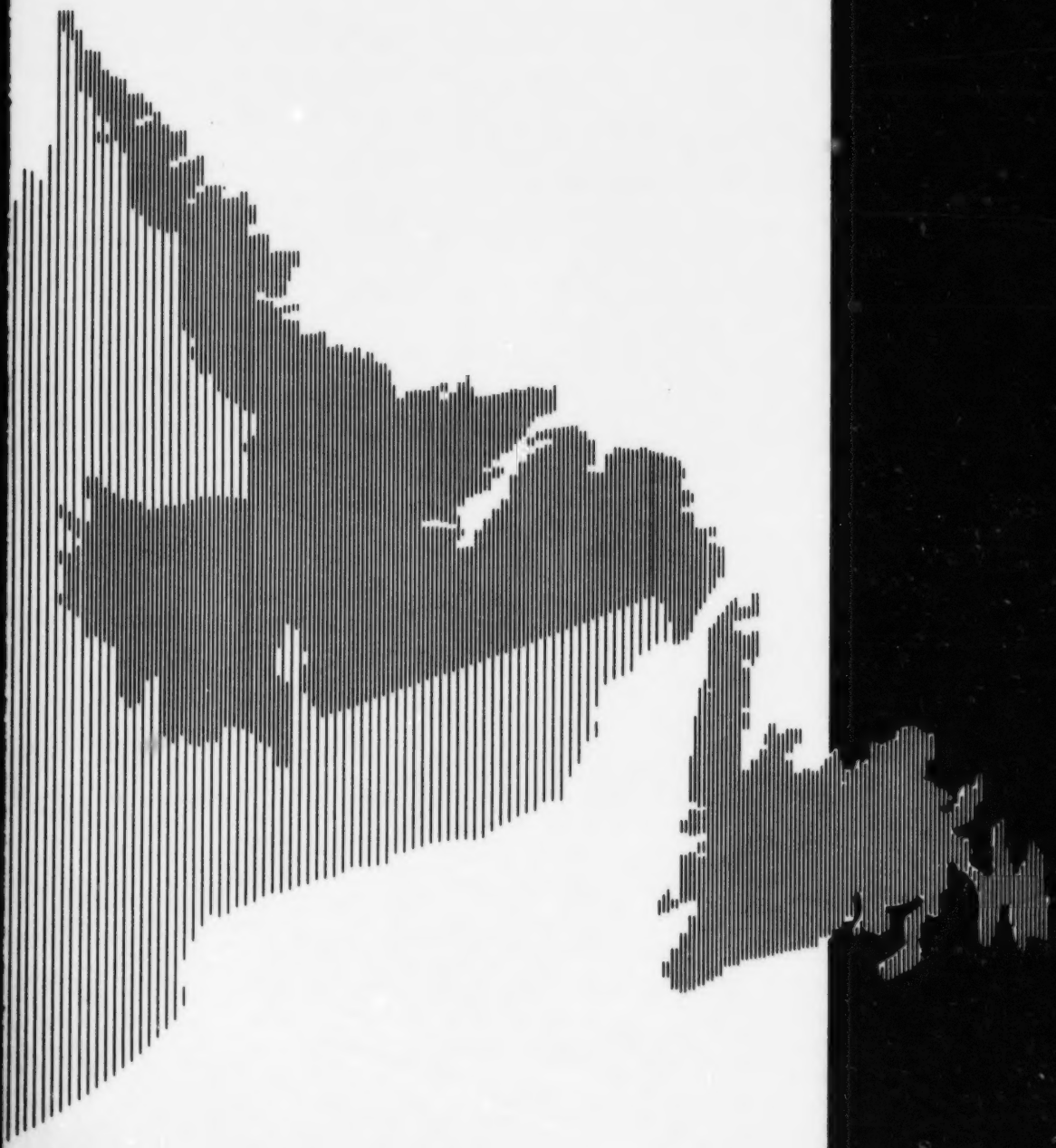
5. Tax-exempt Status

The Board is a non-profit organization and is exempt from income tax under Section 149 of the Income Tax Act.

CANADA–TERRE-NEUVE

L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Rapport annuel 1990-1991



PROFIL

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, a été établi par la Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada–Terre-Neuve et la *Canada - Newfoundland Atlantic Accord Implementation (Newfoundland) Act*. Il est responsable de la gestion des ressources pétrolières et de l'administration de la réglementation régissant les activités de prospection et de mise en valeur des hydrocarbures au large de Terre-Neuve et du Labrador.

L'Office relève à la fois du gouvernement du Canada et de celui de Terre-Neuve et du Labrador, auxquels il présente chaque année son rapport par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et du ministre des Mines et de l'Énergie respectivement.

TABLE DES MATIÈRES

Rapport du président et premier dirigeant 2

Rapport d'activité 1990-1991 4
- Gestion des terres 5
- Activité de prospection 9
- Activité de mise en valeur 11
- Opérations et sécurité 14
- Affaires environnementales 16
- Retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve 17

Rapports financiers 22
- Renseignements à caractère financier 20
- Rapport des vérificateurs et états financiers 21

ISBN 0-921569-12-2

Rapport annuel
1990-1991

Références photographiques

Page 2 Ray Fenley
(avec la gracieuse permission de la Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia)

Page 4 Greg Locke
(avec la gracieuse permission de la Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia)

Page 6 Manfred Bucheit

Page 9 Judith McIntyre

Page 11 Gerry Boland
(avec la gracieuse permission du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada)

Page 21 Manfred Bucheit

Rapport annuel 1990-1991

CANADA- TERRE-NEUVE
L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

May 23, 1991

L'honorable Jake Epp
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

L'honorable Rex Gibbons, Ph.D.
Ministre des Mines et de l'Énergie
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador

Messieurs les Ministres,

Nous, membres de l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, sommes heureux de présenter, conformément à l'article 29 de la législation régissant la mise en oeuvre de l'Accord atlantique, le rapport annuel ainsi que les états financiers d L'Office pour l'exercise financier ayant pris fin le 31 mars 1991.

Veuillez agréer, messieurs les Ministres, les assurances de notre haute considération.

Le président et premier dirigeant,

H. James Strain, ing.

J.G. Fitzgerald, ing.
Vice-président

G. Ross Peters, ing.
Membre

Hugh G. Miller, P. Geo
Membre

John J. Zwolinski
Membre

Fifth Floor, TD Place, 140 Water Street, St. John's, Newfoundland, Canada. A1C 6H6
Telephone (709) 778-1400 Telecopier (709) 778-1473 Telex 016-4031

Rapport du président et premier dirigeant

J'ai le plaisir de présenter le sixième rapport annuel de l'Office, qui résume les activités de l'exercice financier allant du 1er avril 1990 au 31 mars 1991.

Cette période a été marquée par le démarrage du projet de mise en valeur d'Hibernia, annoncé le 14 septembre 1990 à St. John's par M. Jake Epp, ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et par M. Rex Gibbons, ministre des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador, à l'occasion d'une conférence de presse présidée par M. John Crosbie.

Le rôle de l'Office dans le projet Hibernia remonte à 1986, avec le dépôt du rapport Décision 86.01 qui approuvait, sous réserve de certaines conditions, le Plan de retombées économiques d'Hibernia et le Plan de mise en valeur d'Hibernia soumis en 1985 par Mobil Oil Canada. Au même moment, le prix du pétrole tombait à vive allure après avoir connu son apogée au début de la décennie. Ce déclin s'est accompagné de longues négociations sur des questions fiscales et financières entre les propriétaires du projet Hibernia et les deux niveaux de gouvernement. Celles-ci ont mené à la signature par les parties d'un Énoncé de principes le 18 juillet 1988 et d'un Accord exécutoire le 29 novembre 1990.

Le 30 mars 1990, Mobil et ses partenaires ont soumis à l'Office un plan révisé intitulé Plan de mise en valeur d'Hibernia - Mise à jour. Le principal changement touche le remplacement des 20 modules prévus par cinq supermodules et huit structures montées sur les installations de surface; ainsi, le poids total des installations de surface est réduit de 43 000 à 33 000 tonnes. Dans son rapport Décision 90.01, publié en août 1990, l'Office a approuvé cette mise à jour, sous réserve de quatre nouvelles conditions.

Le 14 septembre, les propriétaires du projet (Mobil, Chevron, Gulf et Petro-Canada) ont annoncé l'octroi des deux premiers grands marchés du projet. Le marché de construction de la structure à embase-poids (SEP), d'une valeur de 1 300 millions de dollars, a été accordé à Newfoundland Offshore Development Constructors (NODECO), un consortium franco-canadien de sociétés de construction. Par ailleurs, le marché des services de fabrication et de soutien des installations de surface a été octroyé à Newfoundland Offshore Contractors (NOC), un consortium de sociétés d'ingénieurs-conseil canadiennes, américaines et norvégiennes.

Le 1er octobre 1990, Mobil faisait de la Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia (SGMH) le maître-d'oeuvre des activités d'exploitation du projet Hibernia. Le personnel de la SGMH n'a pas tardé à passer le cap des 100 employés. L'Équipe de gestion de projet (EGP) de la SGMH, responsable de la conception et de la construction de la plate-forme de production, compte des représentants influents dans les bureaux d'étude de l'entrepreneur à St. John's, Montréal et Paris (France). En date du 31 mars 1991, quelque 1 200 employés de la SGMH, de l'EGP et de l'entrepreneur étaient directement engagés dans les travaux.

Durant les six premiers mois de la construction d'Hibernia, l'Office s'est occupé de superviser les activités d'achat et d'adjudication de marchés, s'assurant du respect des engagements du Plan de retombées économiques quant à la juste possibilité de participer pour les entreprises du Canada et de Terre-Neuve. De plus, l'Office doit soumettre aux ministres des rapports réguliers sur l'avancement de travaux spécifiques, compte tenu des objectifs établis pour le Canada et Terre-Neuve entre les signataires de l'Accord exécutoire. On a convenu avec la SGMH des procédures à suivre pour s'acquitter de cette de surveillance et de ces rapports.

Dans le cadre du processus de délivrance d'un certificat de conformité pour la plate-forme Hibernia, l'Office a approuvé en décembre 1990 le choix fait par la SGMH du Registre de navigation de la Lloyd's comme agence de certification; il a aussi approuvé le document d'objet du marché qui gouvernera le processus de certification. La Lloyd's devra présenter à l'Office un rapport mensuel de ses activités de certification.

L'Office reconnaît les efforts consacrés par la SGMH, NOC et NODECO pour informer fournisseurs et entrepreneurs des débouchés industriels suscités par Hibernia, notamment en tenant au début de 1991 une série de séminaires de St. John's à Vancouver. Ces initiatives s'inscrivaient dans la stratégie de retombées économiques des propriétaires du projet, telle qu'énoncée dans Décision 86.01.

L'exploration au large de Terre-Neuve s'est poursuivie au ralenti en 1990. Le puits King's Cove A-26 de Petro-Canada a cessé de forer en juin et la tour SEDCO 710 a été envoyée en mer du Nord. Quelque 16 000 km de lignes de sondage sismique bi- et tri-dimensionnelles ont été tirées dans le bassin Jeanne-d'Arc et au large de la côte ouest de Terre-Neuve.

Au point de vue superficie, la vente de terres de 1990 aura été la plus importante depuis 1988, année où l'Office a commencé à attribuer de tels droits. En janvier 1991, des permis d'exploration ont été octroyés pour huit des quinze parcelles offertes, ce qui porte à 2,3 millions d'hectares la superficie des terres de l'État présentement touchées par des permis industriels dans les eaux de Terre-Neuve. Deux puits d'exploration devraient être forés dans le bassin Jeanne-d'Arc en 1991.

En juillet 1990, l'Office a désigné les trois personnes qui composeront son Comité du pétrole et du gaz, dont l'existence était prévue dans les Lois sur la mise en oeuvre de l'Accord atlantique. Ce comité tiendra des audiences sur des questions techniques et offrira des conseils indépendants à l'Office. Le 1er janvier 1991, M. N.A. (Norm) Strom, de Calgary, a été nommé président du comité.

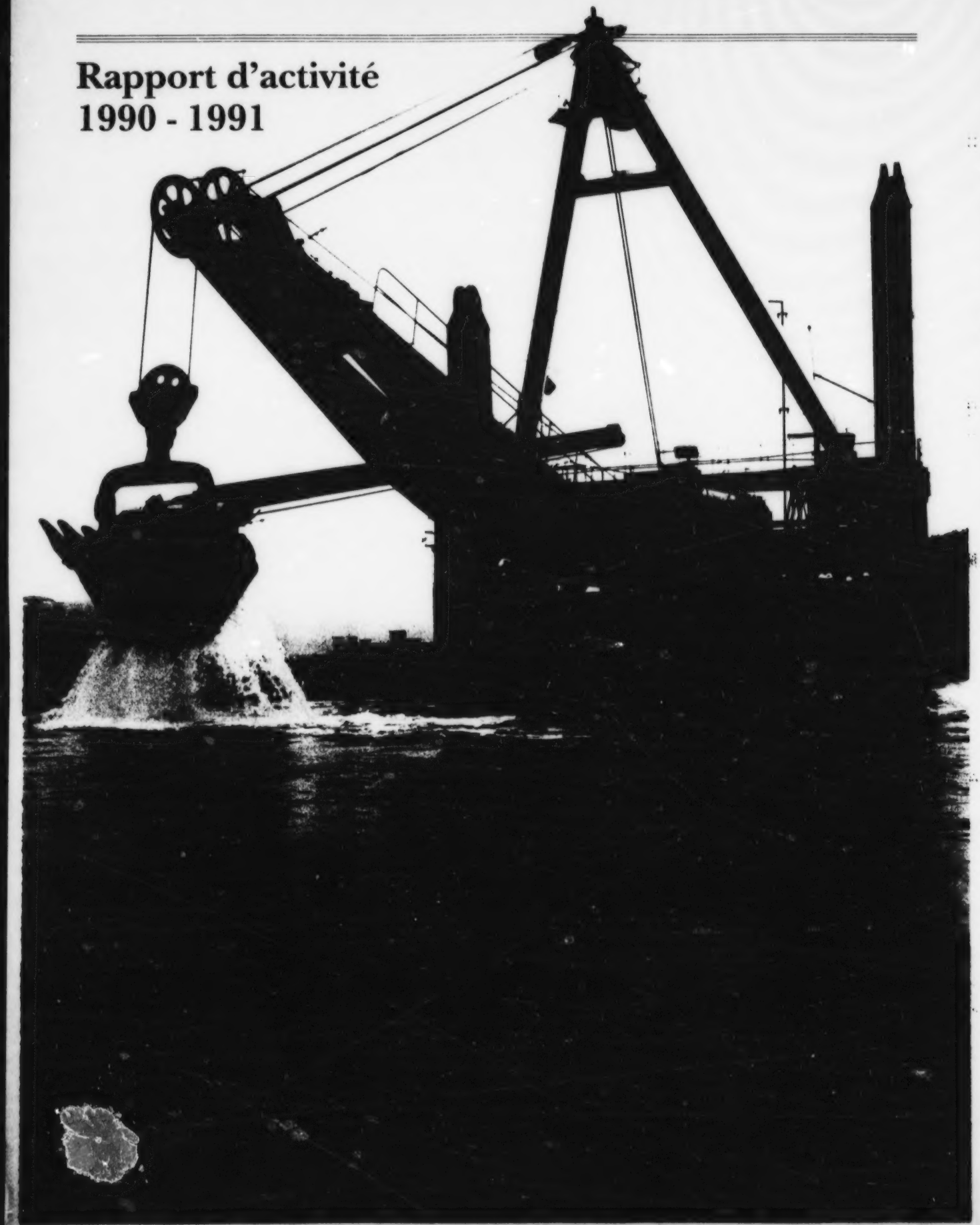
Nous avons appris avec affliction le décès, le 1er novembre 1990, de M. J.E. (Ted) Baugh, premier président de l'Office. Les membres et le personnel de l'Office ont transmis leurs condoléances à la famille de M. Baugh.

En terminant, je signale que M. Diego Henao, vice-président de l'Office depuis sa création, a pris sa retraite le 14 avril 1991. Sa vaste expérience de l'exploration de la côte est du Canada et des régions nordiques a été fort précieuse. Les autres membres de l'Office et son personnel s'unissent à moi pour lui souhaiter tout le succès du monde dans ses futures entreprises.

H. James Strain,

Président et premier dirigeant

Rapport d'activité
1990 - 1991



GESTION DES TERRES

Situation des terres
On trouvera au tableau 1 un sommaire de la répartition des terres et des changements survenus durant l'année à cet égard. La superficie totale détenue par l'industrie en vertu de permis est d'environ 2,3 millions d'hectares. De plus, Gulf, Mobil et Esso (figure 1) détiennent des droits de prospection sur des terres couvrant quelque 2,25 millions d'hectares au sud de St. Pierre et Miquelon qui font actuellement l'objet d'un moratoire dans l'attente de la résolution du différend concernant les droits souverains autour des îles.

Attestations de découverte importante
Bien que le nombre d'attestations de découverte importante soit demeuré inchangé au cours de l'année, la répartition de celles-ci entre les différentes sociétés a été fortement modifiée suite à la nomination de nouveaux représentants par les titulaires (tableau 1). Le fait que 43 attestations aient été délivrées pour seulement 19 découvertes importantes au large de Terre-Neuve et du Labrador résulte de la propriété partagée des terres touchées par six découvertes importantes.

Appel d'offres 1990
Suite aux résultats des appels de désignation NF89-1 et NF90-1, quinze parcelles de terre ont été soumises à l'appel d'offres NF90-1, qui a pris fin le 13 novembre 1989. Par sa réponse, l'industrie a manifesté qu'elle s'intéressait toujours au bassin Jeanne-d'Arc, et qu'elle se tournait aussi vers la côte ouest de Terre-Neuve au large de laquelle cinq parcelles ont été achetées par quatre sociétés (472310 Alberta, BHP, Hunt et Labrador Mining) auparavant absentes de la province. En tout, sept permis d'exploration ont été délivrés pour des parcelles au large de la côte ouest, et un pour le bassin Jeanne-d'Arc. Les dépenses totales engagées dans ces activités dépassent 11,5 millions de dollars. Le tableau 2 rend compte des résultats de cet appel d'offres.

Appel d'offres de 1991
Suite à l'appel de désignation NF90-2, l'Office a ajouté quatre parcelles de terre à l'appel d'offres NF91-1, dont l'échéance a été portée au 6 septembre 1991. Trois de ces parcelles sont situées dans le bassin Jeanne-d'Arc et l'autre se trouve au large de la côte ouest de Terre-Neuve (figures 1 et 2).

Comité du pétrole et du gaz
En juillet 1990, aux termes des Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique, l'Office a formé un Comité du pétrole et du gaz composé de trois personnes. La raison d'être de ce comité est de tenir des audiences sur des questions techniques et d'offrir des avis indépendants à l'Office conformément à la section II des Lois. En outre, en vertu de la section III des mêmes Lois, le Comité peut prendre des décisions sur les questions reliées à la production ou à la conservation.

TABLEAU 1

Sommaire de la répartition des terres
Hectares

Titulaire (représentant)	Nombre d'ententes d'exploration au au 1 avril 1990		Nombre de périmètres de découverte importante au 1 avril 1990		Nombre des permis de prospection au 31 mars 1991		Nombre d'attestations de découverte importante au 31 mars 1991		Nombre de permis de production au 31 mars 1991	
Mobil Oil Canada	1	*12 363*	37	*118 095*	3	*496 183*	7	*35 962*	1	*22 285*
Labrador Group	–	–	4	*25 185*	–	–	4	*25 185*	–	–
Petro-Canada	4	*201 173*	1	*4 980*	5	*292 423*	8	*25 576*	–	–
Shell Canada	1	*52 501*	–	–	1	*52 501*	–	–	–	–
Husky Oil (Canterra)	–	–	1	*2 900*	–	–	19	*58 391*	–	–
BP Canada	2	*96 082*	–	–	2	*96 082*	–	–	–	–
ESSO Resources	1	*42 807*	–	–	1	*42 807*	5	*6 046*	–	–
472310 Alberta	–	–	–	–	1	*178 460*	–	–	–	–
Hunt Oil	–	–	–	–	2	*521 170*	–	–	–	–
BHP Petroleum	–	–	–	–	1	*257 885*	–	–	–	–
Labrador Mining	–	–	–	–	1	*216 110*	–	–	–	–
Total	**9**	***404 926***	**43**	***151 160***	**17**	***2 153 621***	**43**	***151 160***	**1**	***22 285***

M. J.E. (Ted) Baugh, qui avait quitté la présidence de l'Office en avril 1989, était nommé président du Comité du pétrole et du gaz le 1er juillet 1990; après son décès en novembre suivant, M. N.A. (Norm) Strom, de Calgary, a été désigné pour lui succéder le 1er janvier 1991. M. Strom vient de quitter la vice-présidence de l'Office de conservation des ressources énergétiques d'Alberta, un organisme de réglementation de l'industrie pétrolière au sein duquel il a oeuvré 35 ans. Les autres membres du Comité sont M. M.E. (Mel) Best, de Sidney (C.-B.) et M. R.K. (Bob) Craig, de Calgary (Alberta). M. Best, employé de la Commission géologique du Canada, est fort d'une solide expérience en géologie et en géophysique. De son côté, M. Craig est un expert-conseil spécialisé dans l'industrie pétrolière, notamment dans les domaines de la gestion, des études de gisements et des accords d'union. Il s'agit de nominations à temps partiel d'une durée de trois ans.

East Rankin H-21

Le 2 février 1990, Petro-Canada déposait devant l'Office une demande d'attestation de découverte importante pour le puits East Rankin H-21 de Chevron et al, foré en 1988. Le projet de décision de l'Office à l'effet que le puits ne constituait pas une découverte importante a été communiqué à Petro-Canada le 22 février 1990. Le 14 mars 1990, Petro-Canada demandait que cette décision de l'Office fasse l'objet d'un examen devant le Comité du pétrole et du gaz, en application des Lois sur la mise en oeuvre de l'Accord atlantique. On prévoit que le Comité tiendra une audience à ce sujet en 1991.

Découverte importante Nautilus C-92

Le 28 mars 1990, Mobil Oil demandait à l'Office d'attester une seconde découverte importante au puits Nautilus C-92. La découverte importante initiale, touchant 11 sections (3 883 hectares), avait été attestée par le ministre fédéral en 1986, soit avant l'entrée en vigueur des Lois sur la mise en oeuvre de l'Accord atlantique. Dans sa réponse à Mobil, l'Office a indiqué que la lettre de la société ne constituait pas une demande de bonne foi d'un nouveau puits. La question est présentement débattue entre Mobil et l'Office devant la Cour suprême de Terre-Neuve.

Bureau d'enregistrement

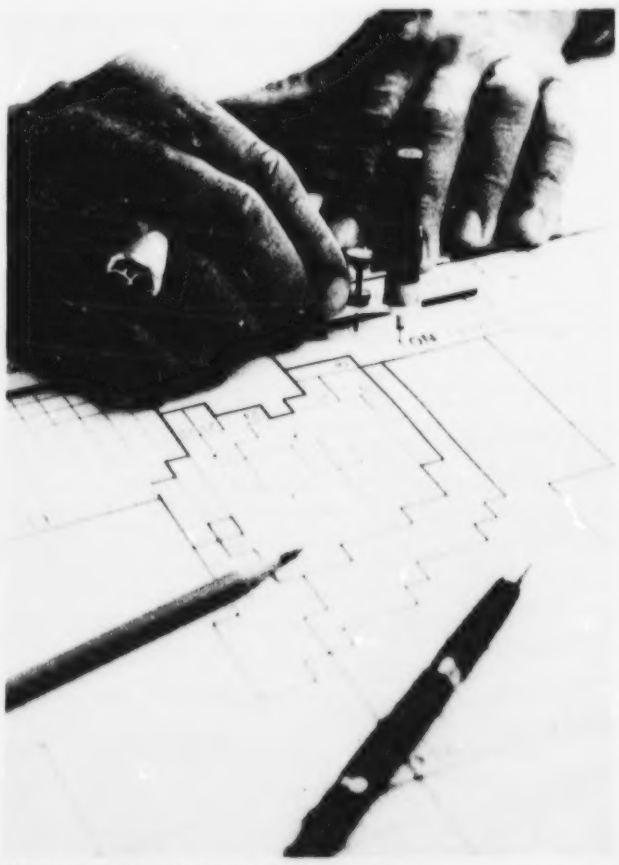
En vertu des Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique, l'Office exploite un registre public qui permet d'enregistrer les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les permis de production, ainsi que certaines servitudes qui affectent ces droits. Ces documents sont accessibles à toute personne intéressée moyennant le paiement d'un tarif prescrit.

Au cours de l'année, le Bureau a enregistré huit permis de prospection et neuf autres documents.

TABLEAU 2

Vente des terres de 1990

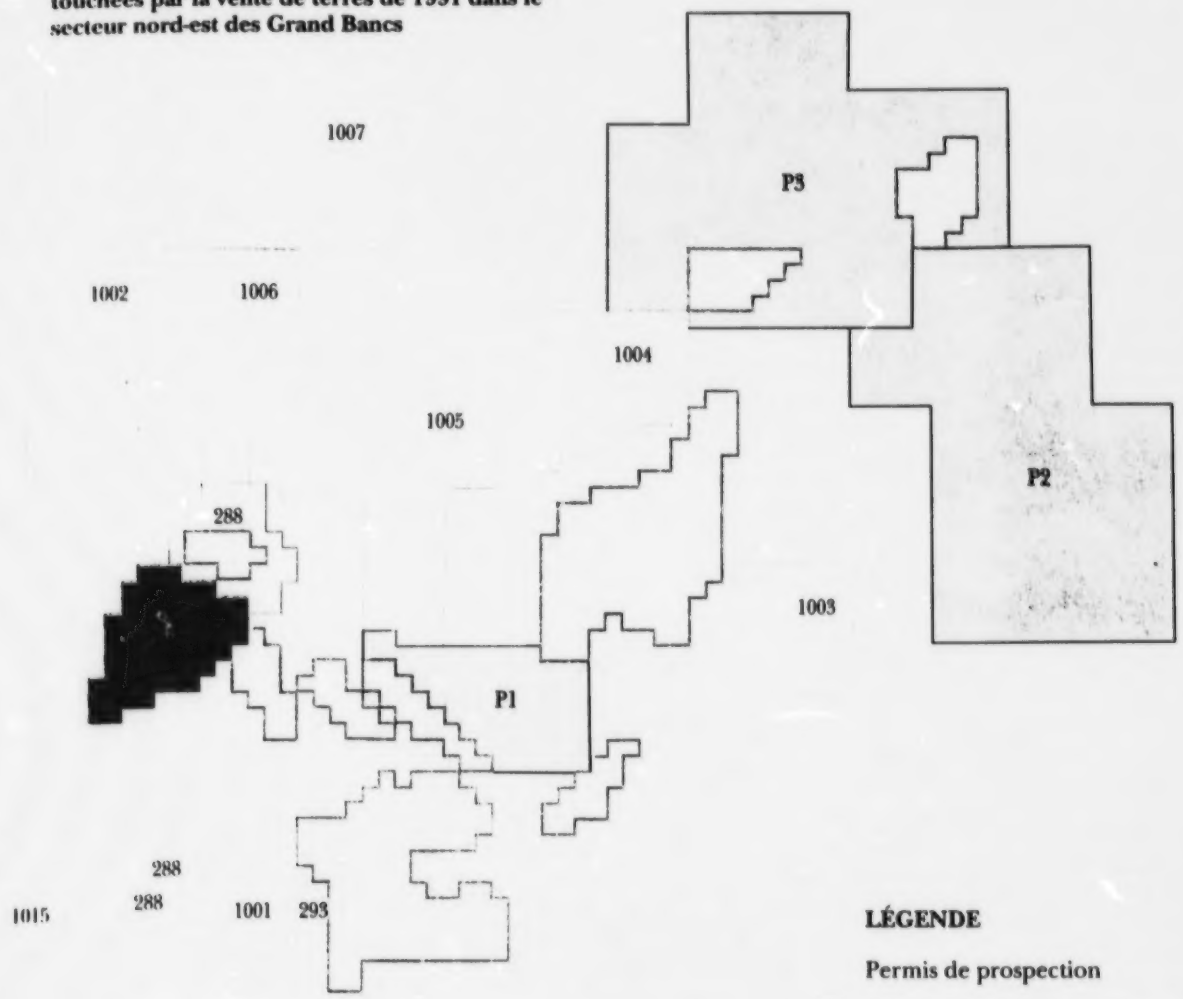
Parcel n° *hectares*	**Soumissions en valeur de travail**	**Permis de prospection délivrés à**
1 *178 460*	404 000,00 $	472310 Alberta Ltd.
2 *249 230*	350 200,00 $	Hunt Oil Company
3 *271 940*	350 200,00 $	Hunt Oil Company
4 *223 620*	668 760,00 $	Mobil Oil Canada Properties
6 *258 780*	2 106 678,00 $	Mobil Oil Canada Properties
7 *257 885*	1 514 588,00 $	BHP Petroleum (Canada) Inc.
8 *216 110*	320 000,00 $	Labrador Mining and Exploration Company Limited
15 *92 670*	5 758 640,88 $	Petro-Canada Inc.



Établissement de la carte des ententes d'exploration

FIGURE 1
Terres octroyées en date du 31 mars 1991 et parcelles touchées par la vente de terres de 1991 au large de Terre-Neuve et du Labrador

FIGURE 2
Terres octroyées en date du 31 mars 1991 et parcelles touchées par la vente de terres de 1991 dans le secteur nord-est des Grand Bancs



47°30'
47°00'
46°30'
46°00'

LÉGENDE

Permis de prospection

Périmètres et attestations de découverte importante

Permis de production (Mobil et al)

Parcelles touchées par la vente de 1991

Permis de prospection
1001 Petro-Canada et al
1002 BP et al
1003 Esso et al
1004 Shell
1005 Petro-Canada
1006 BP et al
1007 Petro-Canada
1015 Petro-Canada
288 Mobil et al
293 Petro-Canada et al

0 10 20 30 mn.
0 20 40 60 km

49°00' 48°30' 48°00' 47°30'

ACTIVITÉ DE PROSPECTION

Forages
Aucun puits n'a été foré durant la période couverte par le rapport annuel 1990-1991. Le puits King's Cove A-26 de Petro-Canada et al, commencé le 6 mars 1990, a été terminé le 17 juin suivant après avoir atteint une profondeur totale de 3 092 m, quelque 2 516 m ayant été forés au cours de l'exercice financier (tableau 3).

Activités géologiques et géophysiques
BP Canada a soumis 13 540 km des Grands Bancs à une observation au fluorodétecteur à laser aéroporté. Ce procédé vise à détecter la présence de traces de pétrole à la surface de l'océan, qui pourraient être des suintements s'écoulant du fond marin.

Six études sismiques, d'une longueur totale de 16 608 km, ont été menées durant la période visée par le rapport. Deux de celles-ci étaient des études d'emplacement de puits, qui ont notamment donné lieu à 207 km de tirs sismiques superficiels par BP et Petro-Canada. Trois autres, totalisant 1 912 km, étaient des explorations sismiques bidimensionnelles ordinaires effectuées par Shell, Hunt et Petro-Canada, l'une au large de la côte ouest de Terre-Neuve et les autres dans le bassin Jeanne-d'Arc. L'étude la plus considérable (14 489 km) fut une exploration tridimensionnelle menée par Esso dans la zone de permis de prospection 1003 et dans ses environs (figure 2).

Les tableaux 3 et 4 présentent un résumé statistique des forages et des tirs sismiques reliés aux activités de prospection au large de Terre-Neuve.

Évaluations des ressources découvertes
Au cours de l'année, l'Office a entrepris d'évaluer les ressources pétrolières découvertes dans la région du plateau du Labrador. On trouvera au tableau 5 un aperçu des projections de ressources découvertes dans les cinq champs de cette région, alors que le tableau 6 présente un sommaire des projections de ressources découvertes dans le secteur nord-est des Grands Bancs.

Les estimations des ressources découvertes ont été fondées sur un modèle probabiliste qui fournit, suivant un facteur de 10 à 90 p. cent, des estimations des ressouces sur place. Les projections présentées ici indiquent des probabilités de 50 p. cent.

Mise à l'eau d'une flûte sismique à partir du navire Geoco Searcher durant les travaux de prospection sismique en mer à l'ouest de Terre-Neuve

TABLEAU 4

Activités extracôtières de 1965 à 1990

Activité	Au 31 mars 1990	Total au 31 mars 1991
Puits commencés:		
exploration	115	115
délimitation	23	23
Puits achevés:		
exploration	114	115
délimitation	23	23
Mètres forés:		
exploration	392 922*	395 438
délimitation	89 642	89 642
Tirs sismiques (km):	555 148*	572 760

*Chiffres révisés

TABLEAU 3

Activité de forage

Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Commencé / Terminé	État au 31 mars 1991	Profondeur totale (m)
Petro-Canada et al King's Cove A-26	46° 25′ 09″ N 48° 33′ 06″ O	SEDCO 710	90-03-06 / 90-06-17	Abandonné	3 092

TABLEAU 5

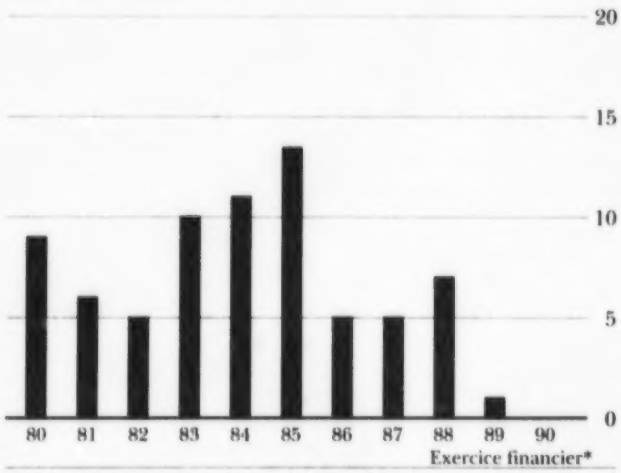
Ressources découvertes*
région du plateau du Labrador

Champ (Exploitant)	Pétrole m^3x10^6 *millions de barils*		Gaz m^3x10^9 *milliards de pieds cubes*		LGN** m^3x10^6 *millions de barils*	
North Bjarni (Petro-Canada)	–	–	63,3	*2 235*	13,1	*82*
Gudrid (Petro-Canada)	–	–	26,0	*920*	1,0	*6*
Bjarni (Petro-Canada)	–	–	24,3	*859*	5,0	*31*
Hopedale (Chevron)	–	–	3,0	*105*	0,4	*2*
Snorri (Petro-Canada)	–	–	3,0	*105*	0,4	*2*
Totaux (au 31 mars 1991)	–	–	**119,6**	***4 224***	**19,9**	***123***

* Suivant un facteur de probabilité de 50 p. cent
** Liquides de gaz naturel

FIGURE 3

Activité de forage au large de Terre-Neuve et du Labrador
Puits commencés



*Du 1er avril de l'année indiquée au 31 mars de l'année suivante.

TABLEAU 6

Ressources découvertes*
région du nord-est des Grands Bancs

Champ (Exploitant)	Pétrole m^3x10^6 *millions de barils*		Gaz m^3x10^9 *milliards de pieds cubes*		LGN** m^3x10^6 *millions de barils*	
Hibernia (HMDC)	106,0	*666*	28,7	*1 017*	17,7	*111*
Terra Nova (Petro-Canada & Husky)	64,6	*406*	7,6	*269*	2,2	*14*
Hebron (Mobil)	31,0	*195*	–	–	–	–
Whiterose (Husky)	28,4	*178*	42,7	*1 509*	9,2	*58*
West Ben Nevis (Petro-Canada)	4,0	*25*	–	–	–	–
Mara (Mobil)	3,6	*23*	–	–	–	–
Ben Nevis (Petro-Canada & Husky)	3,0	*19*	6,5	*229*	4,7	*30*
North Ben Nevis (Husky)	2,9	*18*	3,3	*115*	0,7	*4*
Springdale (Esso)	2,2	*14*	6,7	*236*	–	–
Nautilus (Mobil)	2,1	*13*	–	–	–	–
South Tempest (Mobil)	1,3	*8*	–	–	–	–
Fortune (Husky & Esso)	0,9	*6*	–	–	–	–
South Mara (Mobil)	0,6	*4*	4,1	*144*	1,2	*8*
North Dana (Mobil)	–	–	13,3	*470*	1,8	*11*
Trave (Husky)	–	–	0,8	*30*	0,2	*1*
Totaux (au 31 mars 1991)	**250,6**	***1,576***	**113,7**	***4 019***	**37,7**	***237***

* Suivant un facteur de probabilité de 50 p. cent
** Liquides de gaz naturel

ACTIVITÉ DE MISE EN VALEUR

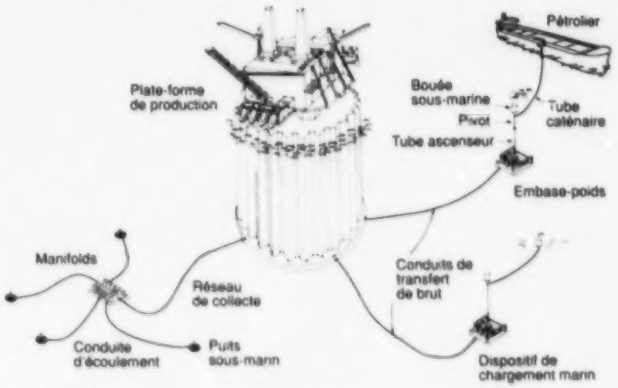
Hibernia

L'année qui vient de s'écouler a été bien remplie pour Hibernia. Le 30 mars 1990, Mobil, au nom des autres participants au projet, a présenté à l'Office son Plan de mise en valeur d'Hibernia - Mise à jour, et a informé l'Office que son Plan de retombées économiques d'Hibernia formulé en 1985 demeurait inchangé. L'Office a aussi été officiellement informé du choix d'un site à Bull Arm (baie de Trinité) où seront effectués la construction de la structure à embase-poids (SEP) et l'assemblage des installations en surface.

La Mise à jour introduit d'importants changements à la configuration des installations de surface, des installations de chargement en mer et de la flotte de soutien de la plate-forme. Elle fait état de l'évolution des plans pour de telles installations depuis la soumission du Plan original en 1985.

FIGURE 4

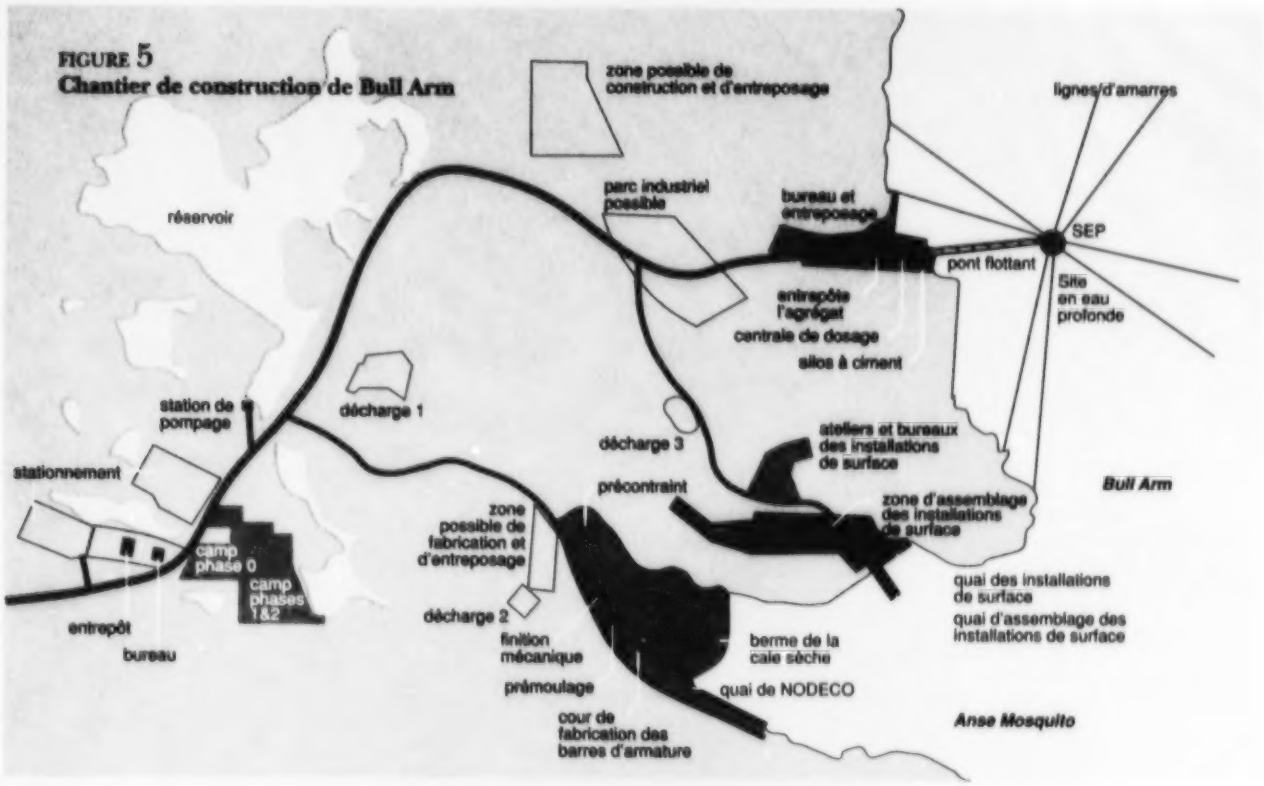
Système de production d'Hibernia



Source: Plan de mise en valeur d'Hibernia – Mise à jour, Figure 1.6-1

Signature de l'Accord exécutoire sur Hibernia, le 14 septembre 1990
De g. à d.
M. C.E. (Chuck) Shultz (président et chef de la direction de Ressources Gulf Canada Limitée)
M. W.H. Hopper (président et chef de la direction de Petro-Canada Inc.)
L'honorable John Crosbie (ministre du Commerce extérieur)
L'honorable Clyde Wells (Premier ministre de Terre-Neuve et du Labrador)
L'honorable Jake Epp (ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources)
M. John O'Connor (président et directeur général de Mobil Oil Canada)
L'honorable Rex Gibbons (ministre des Mines et de l'Énergie)
M. J.R. (Jim) Baroffio (président et chef de la direction de Chevron Canada Ressources Limited)

FIGURE 5
Chantier de construction de Bull Arm



Selon la nouvelle configuration, le principal élément support disparaît et les installations en surface seront surtout composées de cinq super-modules de 3 900 à 6 700 tonnes chacun qui, soudés ensemble, formeront un pont sur lequel seront installés huit modules plus petits, pesant de 100 à 1 300 tonnes chacun. Les installations de surface pèseront 33 000 tonnes en tout.

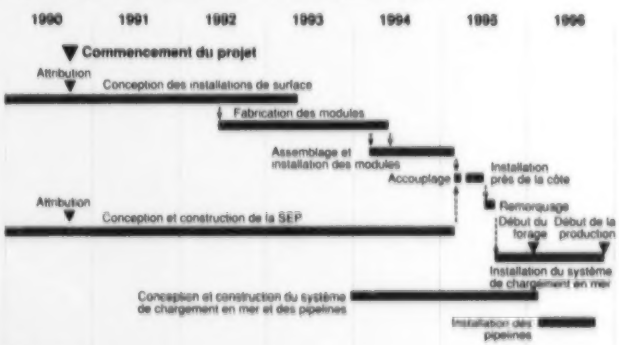
À la place des plates-formes articulées de chargement proposées en 1985, la révision suggère l'utilisation de systèmes de chargement marin composés d'un terminal de tube ascenseur posé sur le fond marin, d'une bouée sous-marine et d'un tube caténaire souple (figure 4). Des systèmes de chargement en mer du même genre sont utilisés avec succès dans la mer du Nord.

La mise à jour propose aussi que la flotte de soutien soit composée de trois bateaux semblables et multifonctionnels, plutôt que de bateaux spécialisés.

Le 15 août 1990, l'Office publiait Décision 90.01, document par lequel il approuvait ces révisions sous certaines conditions. Le texte maintenait 14 des 17 conditions énoncées dans Décision 86.01, modifiait l'une de ces conditions et indiquait que les deux autres avaient été satisfaites; il posait aussi le quatre nouvelles conditions: présentation d'un plan de sécurité, apport d'une preuve de responsabilité financière, approbation du nouveau dispositif de chargement marin et approbation des modifications à la flotte de soutien.

FIGURE 6

Calendrier de mise en valeur d'Hibernia



Source: SGMH

Dans la foulée de l'annonce du 14 septembre 1990, les propriétaires du projet ont octroyé le marché de la construction des installations de surface, de l'approvisionnement et des services, de même qu'un marché clés en main pour la préparation du chantier de construction, la conception technique, la construction et l'installation de la SEP.

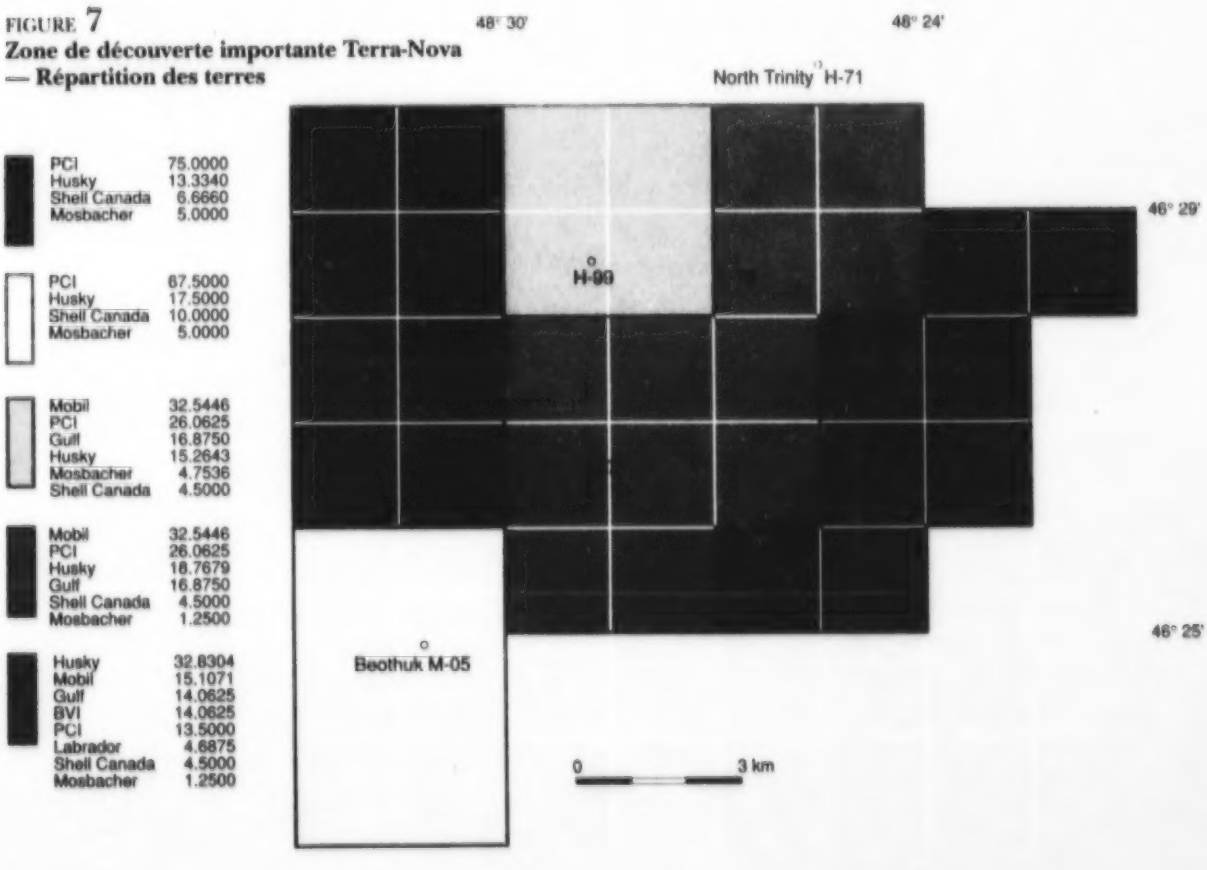
Avant la fin de 1990, le chemin d'accès au chantier de Bull Arm était tracé et en voie d'amélioration (figure 5), les travaux de dragage étaient en cours au site de la cale sèche de la SEP et un camp temporaire de 400 lits était presque terminé. À Montréal, *Newfoundland Offshore Contractors* avait rassemblé son équipe de conception technique et entrepris les démarches d'acquisition de l'équipement à long délai de livraison. En novembre, les travaux de conception de la SEP débutaient aux bureaux de Doris Engineering, à Paris; ces travaux devraient se transporter à St. John's en 1992. On trouvera à la figure 6 un calendrier des principales activités du programme de construction de six ans.

Terra Nova

Entre le 17 et le 27 juin 1990, Petro-Canada a utilisé la tour SEDCO 710 au site Terra Nova O-90 afin de démontrer qu'il était faisable de creuser une excavation dans le fond marin pour protéger les têtes de puits sous-marines de l'affouillement des icebergs. Mise en place par la SEDCO 710, la foreuse hydraulique Tornado, construite par *Newocean Contractors* de St. John's, a creusé une excavation de 7 m de diamètre et de 9 m de profondeur au le fond de l'océan.

Durant l'année, au moyen de consultations régulières avec Petro-Canada, l'Office a continué à superviser le progrès des activités qui mèneront à la mise en valeur éventuelle du champ Terra Nova. Comme cinq parties se partagent la propriété des terres de la zone de découverte importante Terra Nova, Petro-Canada et ses partenaires ont convenu de la nécessité de conclure un accord d'union avant d'entreprendre la mise en valeur du champ. Tout porte à croire que des négociations à cet effet sont en cours. Entretemps, l'Office a complété en 1990 ses études techniques indépendantes sur le modèle géologique du réservoir Terra Nova et attend le dépôt d'un plan de mise en valeur. L'Office a publié en 1988 ses Directives sur les demandes de mise en valeur et les a distribuées à l'industrie.

FIGURE 7
Zone de découverte importante Terra-Nova — Répartition des terres



OPÉRATIONS ET SÉCURITÉ

Exigences réglementaires

Le personnel de l'Office a continué de participer à l'élaboration de règlements sur l'approbation des travaux et activités de prospection et de mise en valeur des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, bien qu'à un moindre degré que dans le passé. Cette réduction s'explique par l'état d'avancement de la phase technique de l'activité, qui en est maintenant à l'étape de la rédaction juridique. L'approbation des travaux et des activités en mer par l'Office dépend du respect de la dernière version de ces règlements.

En février 1991, l'industrie était informée qu'elle devrait dorénavant, aux termes de l'avant-projet de règlements, obtenir un Certificat de conformité pour être autorisée à utiliser ses installations mobiles de forage en mer (IMFM). En mars, l'Office a soumis aux sociétés pétrolières, aux autorités compétentes, aux associations industrielles et à diverses agences gouvernementales une ébauche de Lettre d'information sur les normes et exigences en matière d'équipement de forage; on a tenu compte des observations des parties consultées en rédigeant la version finale de ce document.

Au cours de l'année, l'Office s'est joint à d'autres autorités compétentes du secteur extracôtier, à la Division des régions pionnières de l'Association pétrolière du Canada et à d'importants entrepreneurs extracôtiers pour produire un document intitulé *Canadian Offshore Petroleum Industry; Qualifications, Safety Training and Certification*. Le texte présente le type de formation requis pour le personnel qui oeuvre à divers échelons des opérations d'une plate-forme de forage au large du Canada; il rend compte de l'ensemble des exigences de formation déjà formulées par l'Office en ce qui a trait aux activités dans la zone extracôtière de Terre-Neuve. L'attribution par l'Office d'une Approbation de programme de forage est conditionnelle au respect de ces exigences.

Rapport Piper Alpha

Le 12 novembre 1990, M. John Wakeham, Secrétaire d'État à l'Énergie de Grande-Bretagne, a rendu public le rapport de Lord Cullen sur le désastre du Piper Alpha, survenu le 2 juillet 1988. Cet accident, résultat d'une série d'explosions et d'un incendie qui détruisirent totalement la plate-formee et firent 167 victimes, est le pire jamais survenu sur une installation de forage en mer. On comprend donc avec quelle impatience les parties engagées dans l'exploitation et la réglementation des activités extracôtières attendaient le rapport et les recommandations de Lord Cullen.

La principale recommandation du rapport Cullen obligerait les propriétaires d'installations en haute mer à préparer un "Cas de sécurité" fondé sur une évaluation officielle de la sécurité des installations, tant aux niveaux de la conception et des procédés d'exploitation et d'entretien qu'à ceux de la philosophie et des pratiques de gestion, de la formation et des qualifications du personnel et de la préparation aux situations d'urgence.

C'est avec satisfaction que l'Office observe que l'avant-projet de Règlement relatif à la production et à la conservation pour la zone extracôtière de Terre-Neuve prévoit l'obligation de fournir un "plan de sécurité" à peu près équivalent au "Cas de sécurité" suggéré dans le rapport Cullen. Dans Décision 90.01, l'Office pose le dépôt d'un tel plan par la SGMH comme condition préalable à l'approbation de son Plan de mise en oeuvre d'Hibernia - Mise à jour.

Depuis un certain temps déjà, plusieurs des recommandations de Lord Cullen font partie des exigences faites aux entrepreneurs qui mènent des activités d'exploration dans la zone extracôtière de Terre-Neuve; elles font déjà partie du projet de règlements relatifs aux activités de production.

L'Office continue à étudier les autres recommandations du rapport, afin d'évaluer dans quelle mesure leur application pourrait accroître la sécurité des activités dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.

Inspections

Les inspecteurs de l'Office ont procédé à six inspections de sécurité au cours de l'année. Ils ont ainsi mené une inspection de routine à bord d'une installation mobile de forage en mer, et une autre sur l'un de ses navire de soutien; dans deux autres cas, il s'est agi d'inspections de sécurité préalables à l'approbation de deux navires de recherche géophysique; les deux dernières, effectuées en eaux étrangères à la demande d'un exploitant, étaient des inspections préalables à un marché portant sur des IMFM dont on envisage l'utilisation dans la zone extracôtière.

Accidents ayant entraîné des pertes de temps
Deux accidents ayant entraîné des pertes de temps se sont produits au cours de la période visée par le présent rapport. L'un a eu lieu sur une tour de forage et l'autre sur un navire de soutien. L'accident sur la tour de forage a porté le taux d'occurence à 9,4 heures par million d'heures travaillées, comparativement au taux de 22,4 observé l'an dernier; celui sur le navire de soutien a fait bondir à 21,7 heures par millions d'heures travaillées le taux d'occurence qui, l'an dernier, était inexistant. Bien que ces taux soient mathématiquement corrects, le peu d'heures travaillées au cours de la période ne permet pas de tirer de conclusion utile de ces chiffres.

Certificat de conformité
En janvier 1991, le Registre de la navigation de la Lloyd's a été embauché par la SGMH pour agir à titre d'agence de certification pour le projet Hibernia. Cette agence procédera à des examens et à des inspections détaillés de la conception et de la construction des installations avant de délivrer un Certificat de conformité établissant que celles-ci sont en mesure d'entrer en service. Avant de choisir la Lloyd's, l'Office avait approuvé le programme de travail de l'agence; il a commencé à recevoir de celle-ci des rapports d'activités mensuels.

Sécurité du chantier de construction
La santé et la sécurité du travail aux chantiers de construction de Terre-Neuve sont réglementées par le ministère de l'Emploi et des Relations de travail de la province, en vertu de la *Newfoundland Occupational Health and Safety Act*. C'est au promoteur qu'échoit la responsabilité ultime de la santé et de la sécurité au travail des employés affectés à la construction et à la mise en service des installations de production à Terre-Neuve. L'Office aide le Ministère à réviser le plan de sécurité des activités qui prendront place au chantier de Bull Arm.

Programmes de plongée
Les opérations de plongée dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, y compris celles qui sont menées aux sites de construction et d'assemblage d'Hibernia dans la province, sont réglementées par l'Office aux termes des *Newfoundland Offshore Area Diving Regulations*.

Au cours de l'année, deux Autorisations de programmes de plongée ont été délivrées; les deux programmes, le premier sur l'archéologie sous-marine et le second sur la biologie et la géotechnique, font partie d'enquêtes environnementales de base sur la zone de Bull Arm dans la baie de Trinité, où sera construite la SEP. La partie archéologique du programme aura recours à des plongeurs en scaphandre autonome jusqu'à 20 m et à un engin sous-marin téléguidé jusqu'à 40 m; la partie biologique et géotechnique consistera en une étude vidéo du site de la berme où sera aménagée la cale sèche.

En février 1991, la SGMH a reçu l'autorisation d'effectuer de nouvelles plongées dans la zone de Great Mosquito pour évaluer le sol marin avant d'y déverser le matériau de remblai qui servira de berme à la cale sèche. L'Office a délivré 10 certificats de plongée durant l'année.

AFFAIRES ENVIRONNEMENTALES

Coordination environnementale
Le Comité consultatif de l'environnement de Terre-Neuve, un mécanisme de consultation entre les représentants des deux gouvernements et l'Office sur les questions de protection de l'environnement et de fonctionnement, s'est réuni à deux reprises au cours de l'année qui vient de s'écouler . Son travail a surtout porté sur les effets environnementaux de la vente de terres au large de la côte ouest. Il a été question de surveillance des effets environnementaux et du besoin de rassembler en un "atlas de sensibilité" les données sur les ressources naturelles de la région.

Fuites d'hydrocarbures - exercice pratique
En juin 1990, aux termes des conditions d'approbation de son programme de forage, Petro-Canada a mené un exercice en mer, en conjonction avec un test des liens de communication tenu le jour précédent. Ce dernier test, une simulation de perte de contrôle d'un puits sur le site de King's Cove, a donné lieu à la mise en oeuvre du plan d'urgence et d'intervention de Petro-Canada en cas de déversement d'hydrocarbures, suivie de la notification aux agences de réglementation et de la mise en action des services de soutien anti-pollution, notamment des services de météo et de surveillance des glaces, ainsi que de prévision et de surveillance de la trajectoire de la nappe d'huile.

Eastcoast Spill Response Inc. a fourni l'équipement nécessaire au test des liens de communications. L'exercice en mer s'est tenu à environ trois milles marins au large du port de St. John's; on a fait appel à deux navires de soutien qui ont déployé une barrière de confinement et une écrémeuse, puis procédé à une simulation de ramassage et de transfert du pétrole à bord d'un réservoir installé sur le pont.

L'exercice a satisfait aux exigences du règlement de forage 151 (d), en plus de mettre à l'essai le plan d'urgence et d'aider à la formation des intervenants.

Fonds pour l'étude de l'environnement
L'Office a continué de siéger au conseil d'administration du Fonds pour l'étude de l'environnement. Deux des douze études entreprises en 1990 touchent exclusivement la zone extracôtière de Terre-Neuve:

- *Iceberg Trajectory Model - Real Time Verification*
- *Grand Banks Iceberg Scour Repetitive Mapping Program*

Quatre autres études ont aussi une incidence sur Hibernia :

- *Dispersant Treatment of Oiled Saltmarsh: Completion of Long Term Follow-up Studies*
- *Improvement and Field Evaluation of a Portable Incineration Technique for Restoration of Oil Contaminated Beach Cobble*
- *Improvement and Field Evaluation of an Onsite, Remote and Wash Technique for Restoration of Oil Contaminated Beach Cobble*
- *Workshop to Establish Canadian Marine Oil Spill Research Priorities*

Comité de gestion environnementale des sites de construction pour Hibernia (CGESCH)
L'Office a poursuivi ses activités avec ce comité et ses groupes de travail technique. Le CGESCH a été créé en exécution de la *Newfoundland and Labrador Environmental Assessment Act*. Au cours de l'année, un Plan provisoire de protection de l'environnement (PPPE) déposé par NODECO, l'entreprise retenue pour la construction de la SEP, a été examiné par le CGESCH et approuvé après ajouts et modifications. Ce plan concerne les activités d'aménagement du chantier de Bull Arm (baie de Trinité); il s'appliquera jusqu'à ce que l'entrepreneur dépose un plan de protection de l'environnement (PPE) pour le reste des travaux de construction.

Projet de mise en valeur d'Hibernia
Peu après la signature de l'entente entre les gouvernements et les promoteurs, divers entretiens ont eu lieu avec le CGMH à propos des conditions d'approbation du plan de mise en valeur. Ces entretiens visaient à assurer qu'on évalue aussitôt que possible les exigences d'élaboration du PPE relié aux activités de production.

Conditions environnementales
Bien que les vents et l'état de la mer aient été normaux entre avril et juin 1990, les activités de forage au puits King's Cove A-26 ont dû être interrompues dès le début à cause de l'avance du pack. Ce puits avait été commencé le 6 mars 1990, mais la tour SEDCO 710 avait été obligée par les glaces de s'éloigner trois jours plus tard et n'avait pu reprendre ses activités que le 24 mars. Deux jours après, un empiétement du pack forçait à nouveau la SEDCO 710 à quitter les lieux. La tour pouvait reprendre ses activités le 8 avril suivant.

Plus tard en avril, des icebergs obligèrent la tour à quitter le site du puits à quatre reprises, interrompant ses activités pour une durée d'environ sept jours. À l'une de ces occasions, de hautes vagues (11 m) et de forts vents (51 noeuds) ont retardé l'installation des ancres et le raccordement au puits. On a observé près d'une centaine d'icebergs dans la région du nord des Grands Bancs au cours du forage du puits King's Cove.

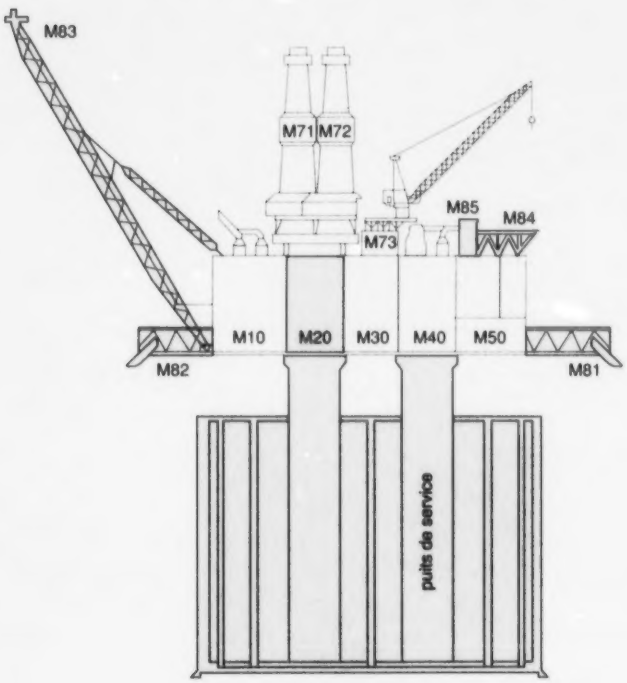
Au total, les délais causés par la glace et le mauvais temps ont coûté 47 des 107 jours requis pour forer ce puits.

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUR LE CANADA ET POUR TERRE-NEUVE

Au cours de l'année, les efforts de l'Office dans ce domaine ont surtout visé à établir des systèmes et des procédures lui permettant de s'acquitter de ses responsabilités à l'égard du projet Hibernia. Ces responsabilités, reliées aux retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve, découlent des Lois sur la mise en oeuvre de l'Accord atlantique, du document Décision 86.01 qui approuvait le plan de retombées économiques d'Hibernia, et de l'Accord exécutoire liant les gouvernements et les propriétaires du projet. Même si le plan de retombées économiques d'Hibernia n'a pas été affecté par les révisions apportée au plan de mise en valeur, la condition énoncée dans Décision 86.01 relativement à la charpente de soutien principale (CSP) a été retirée du document Décision 90.01.

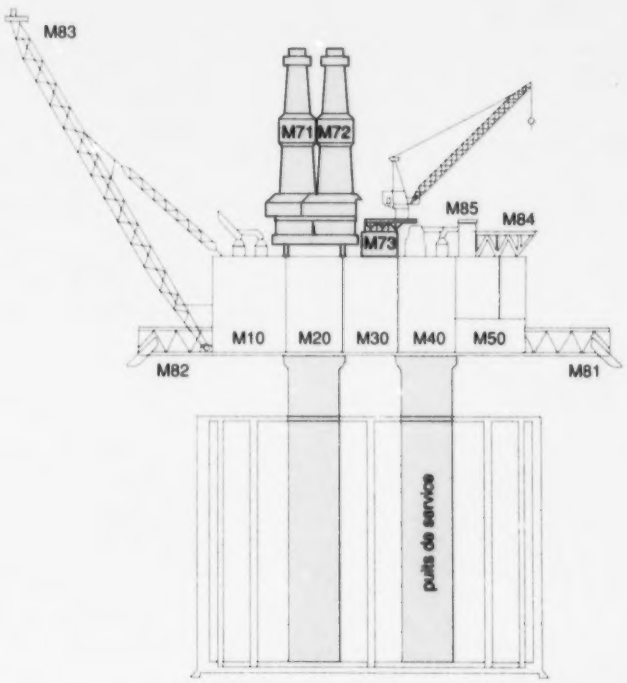
FIGURE 8

Engagements reliés à la construction des installations de production d'Hibernia



Composantes construites à Terre-Neuve

	Structure à embase-poids
M20	Module de la tête du puits
M84	Hélipont
M85	Module de contrôle aérien
M81	Poste principal d'embarquement dans les engins de sauvetage
M82	Poste auxiliaire d'embarquement dans les engins de sauvetage
M83	Bras de torche



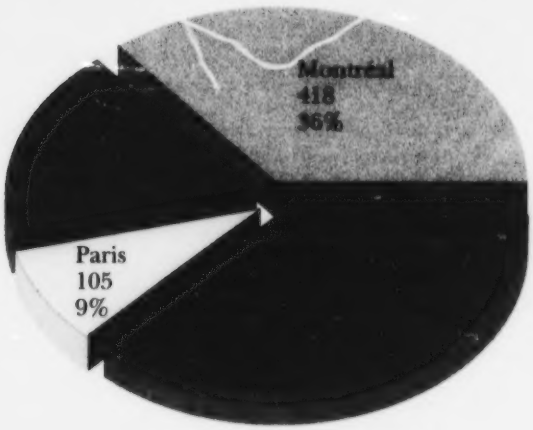
Composantes construites au Canada[1]

M71	Tour de forage
M72	Tour de forage
M73	Bureau du maître-sondeur et parc à tiges[1,2]
	Ponts et prémontages[1]

[1] S'il se trouve trois soumissionnaires compétents au Canada
[2] Construits à Terre-Neuve dans la mesure du possible
[3] De plus, fabrication au Canada, dans la mesure du possible, de l'un des modules M30, M40, M50 ou M10

FIGURE 9

Personnel des travaux d'Hibernia
(nombre d'employés par lieu de travail, au 31 mars 1991)



Accord exécutoire sur Hibernia

Les principales dispositions de l'Accord exécutoire sur Hibernia comprennent une cible de contenu canadien et terre-neuvien de 55 % à 60 % pour l'ensemble des travaux et, en plus de la construction de la structure à embase-poids (SEP), la fabrication et l'assemblage à Terre-Neuve du module de la tête du puits et de cinq des huit charpentes montées en surface. Pendant que de 80 % à 95 % de la gestion et de la conception globale des travaux prendront place au Canada, 50 % de la conception de la SEP, de l'hélipont, du bras de torche, des quartiers d'habitation et des conduites sous-marines auront lieu à Terre-Neuve. Un certain nombre d'autres dispositions offrent des occasions de fabriquer au Canada d'autres modules en surface, ainsi que des ponts et des prémontages de la SEP. On trouvera à la figure 8 un énoncé des engagements des propriétaires en ce qui concerne la fabrication et l'assemblage des principales composantes de la plate-forme. Aux termes de l'entente cadre incluse dans l'Accord exécutoire, l'Office est responsable de surveiller la façon dont les propriétaires du projet s'acquittent de leurs engagements à ce propos.

FIGURE 10

Structure de gestion du projet Hibernia

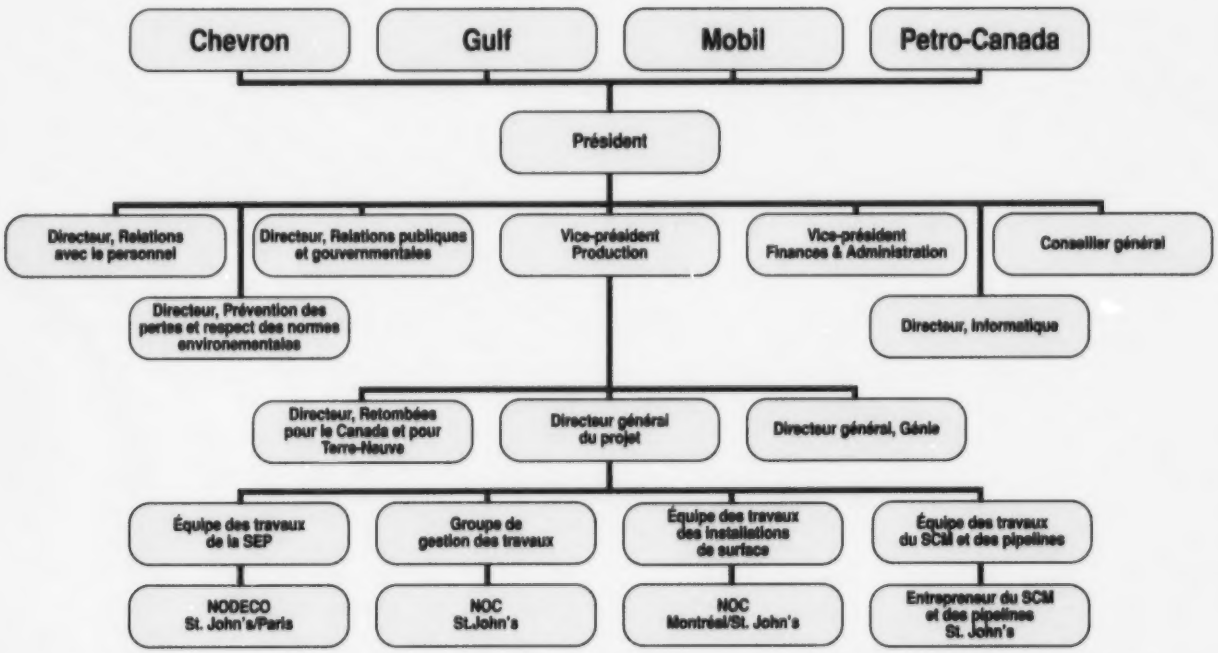
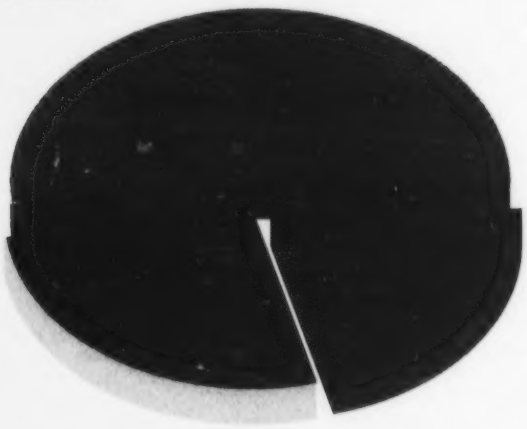

Chevron
Gulf
Mobil
Petro-Canada
Président
Directeur, Relations avec le personnel
Directeur, Relations publiques et gouvernementales
Vice-président Production
Vice-président Finances & Administration
Conseiller général
Directeur, Prévention des pertes et respect des normes environementales
Directeur, Informatique
Directeur, Retombées pour le Canada et pour Terre-Neuve
Directeur général du projet
Directeur général, Génie
Équipe des travaux de la SEP
Groupe de gestion des travaux
Équipe des travaux des installations de surface
Équipe des travaux du SCM et des pipelines
NODECO St. John's/Paris
NOC St.John's
NOC Montréal/St. John's
Entrepreneur du SCM et des pipelines St. John's

FIGURE 11

Emplois reliés au projet Hibernia: total de juillet 1988 au 31 mars 1991
(mois-personnes)



Systèmes et procédures de surveillance d'Hibernia
Pour veiller à la tenue des engagements et à la réalisation des travaux mentionnés dans le Plan de retombées économiques et l'entente cadre, l'Office a élaboré en août 1990 ses Directives de compte rendu sur les acquisitions et ses Systèmes de compte rendu sur les coûts et sur l'emploi. Conformément aux dispositions du protocole d'entente conclu entre l'Office et neuf ministères et agences des deux niveaux de gouvernement, l'Office a mené des consultations étendues afin d'en arriver à ces directives et à ces systèmes de compte rendu.

Les Directives de compte rendu sur les acquisitions fournissent à l'Office un cadre lui permettant d'examiner les principales décisions d'achat et de marchés de la SGHM aux étapes de la sélection préalable, des répertoires de soumissionnaires et de l'adjudication du processus d'acquisition. Elles offrent aussi un mécanisme permettant de superviser les engagements des propriétaires du projet en ce qui a trait aux transferts de technologie aux entreprises de Terre-Neuve et du Canada.

Un Système de compte rendu sur les coûts et sur l'emploi a également été instauré dans le but de fournir un état mensuel des coûts du projet, de sa teneur en éléments canadiens et terre-neuviens, et des emplois qu'il suscite; on s'est servi pour ce faire de la définition de teneur en éléments canadiens utilisée par l'Office des normes générales du Canada.

La Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia
La SGMH commençait ses activités à St. John's le 1er mars 1990. Il s'agit d'une société formée par les propriétaires du projet dans le but d'administrer l'exploitation du champ Hibernia. La figure 10 indique la structure de gestion globale des travaux pour les étapes de conception et de construction du projet, qui aboutiront à l'installation et à la mise en service de la plate-forme en 1996. Au 31 mars 1991, la SGMH employait 126 personnes à ses bureaux de St. John's, de Montréal et de Paris. En incluant entrepreneurs et sous-traitants, quelque 1 160 personnes occupaient des emplois directement reliés à Hibernia le 31 mars 1991. On trouvera à la figure 9 une comparaison des niveaux d'emploi entre les quatre principaux emplacements de conception et de construction.

Grands marchés d'Hibernia
Les grands marchés reliés à la construction de la structure à embase-poids (SEP), d'une part, et à l'ingénierie des installations de surface, ainsi qu'à l'approvisionnement et aux services connexes d'autre part, ont été octroyés par les propriétaires le 14 septembre 1990. Le marché de la SEP, d'une valeur de 1 300 millions de dollars, a été accordé à *Newfoundland Offshore Development Constructors (NODECO)*. Les entreprises qui forment ce consortium sont:

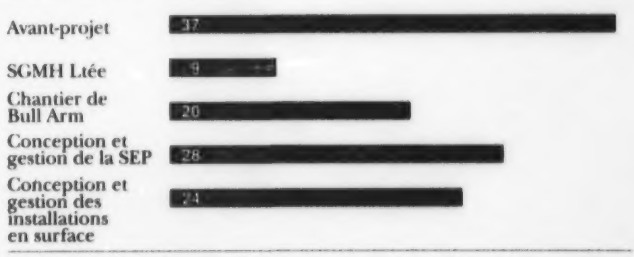
- *Atlas Construction Inc.* (Montréal)
- *Concrete Products (1982) Ltd.* (St. John's)
- *Doris Engineering* (Paris)
- *Janin General Contractors Ltd.* (Montréal)
- *McNamara Construction Co.* (St. John's)

Par ailleurs, le marché des services d'ingénierie et de soutien des installations de surface, évalué à quelque 360 millions de dollars, a été consenti à *Newfoundland Offshore Contractors (NOC)*, qui regroupe les sociétés suivantes:

- *Aker Engineering a.s.* (Oslo)
- *BFL Consultants Ltd.* (St. John's)
- *Brown and Root International Inc.* (Toronto)
- *Monenco / Shawmont* (Calgary / St. John's)
- *SNC Group* (Montréal)

FIGURE 12

Dépenses du projet Hibernia: total de juillet 1988 au 31 mars 1991
(en millions de dollars)



En date du 31 mars 1991, la SGMH a octroyé 16 grands marchés et bons d'achat de plus de 100 000 $ chacun, pour une valeur totale de 1,6 milliard de dollars. De son côté, NODECO a consenti 29 marchés de sous-traitance et bons d'achat, pour une valeur totale de 107,3 millions de dollars. Enfin, NOC a accordé deux importants bons d'achats, pour une valeur totale de 370 000 $.

Emplois et dépenses reliés au projet Hibernia
Le nombre des emplois directs reliés au projet était de 5 109 mois-personnes à la fin mars, les résidents du Canada et de Terre-Neuve formant respectivement 79 % et 52 % de cette main-d'oeuvre. On trouvera à la figure 11 une répartition des emplois créés par lieu de résidence.

À la fin mars, les dépenses cumulatives reliées aux travaux s'élevaient à plus de 117 millions de dollars, les éléments à teneur canadienne et terre-neuvienne y entrant respectivement dans des proportions de 82 % et de 52 %. Un sommaire de ces dépenses est présenté à la figure 12.

Séminaires sur les débouchés industriels d'Hibernia
Au premier trimestre de 1991, la SGMH, NODECO et NOC ont tenu en divers endroits au Canada une série de séminaires visant à informer les entrepreneurs et les fournisseurs des plus récents débouchés industriels suscités par les travaux d'Hibernia. Environ 3 000 personnes ont assisté à ces séminaires, qui ont eu lieu dans treize villes réparties de St. John's à Vancouver.

Exploration et activités préalables à la mise en valeur
En 1990, les dépenses de l'exploration en mer et des activités préalables à la mise en valeur ont totalisé 42 303 000 $. Le tableau 8 établit une comparaison entre ces chiffres et ceux de l'an dernier.

Le nombre des emplois directs, à Terre-Neuve, créés par les activités d'exploration et celles préalables à la mise en valeur a été de 1 631 mois-personnes, contre 1 619 mois-personnes en 1989. Le tableau 9 présente un profil détaillé de l'emploi.

TABLEAU 8

Dépenses de prospection
(000 $)

Activité		**1990**		**1989**
Géophysique/géologique		8 537		1 284
Forage				
Equipement	14 301		14 219	
Biens consommables	4 011		6 536	
Services	4 986		6 520	
Logistique/soutien	919		2 464	
Autre	1 429		215	
		25 646		29 954
Préalable à mise en valeur		4 169		21 502
E&F et R&D*		4 050		973
Total		**42 402**		**53 713**

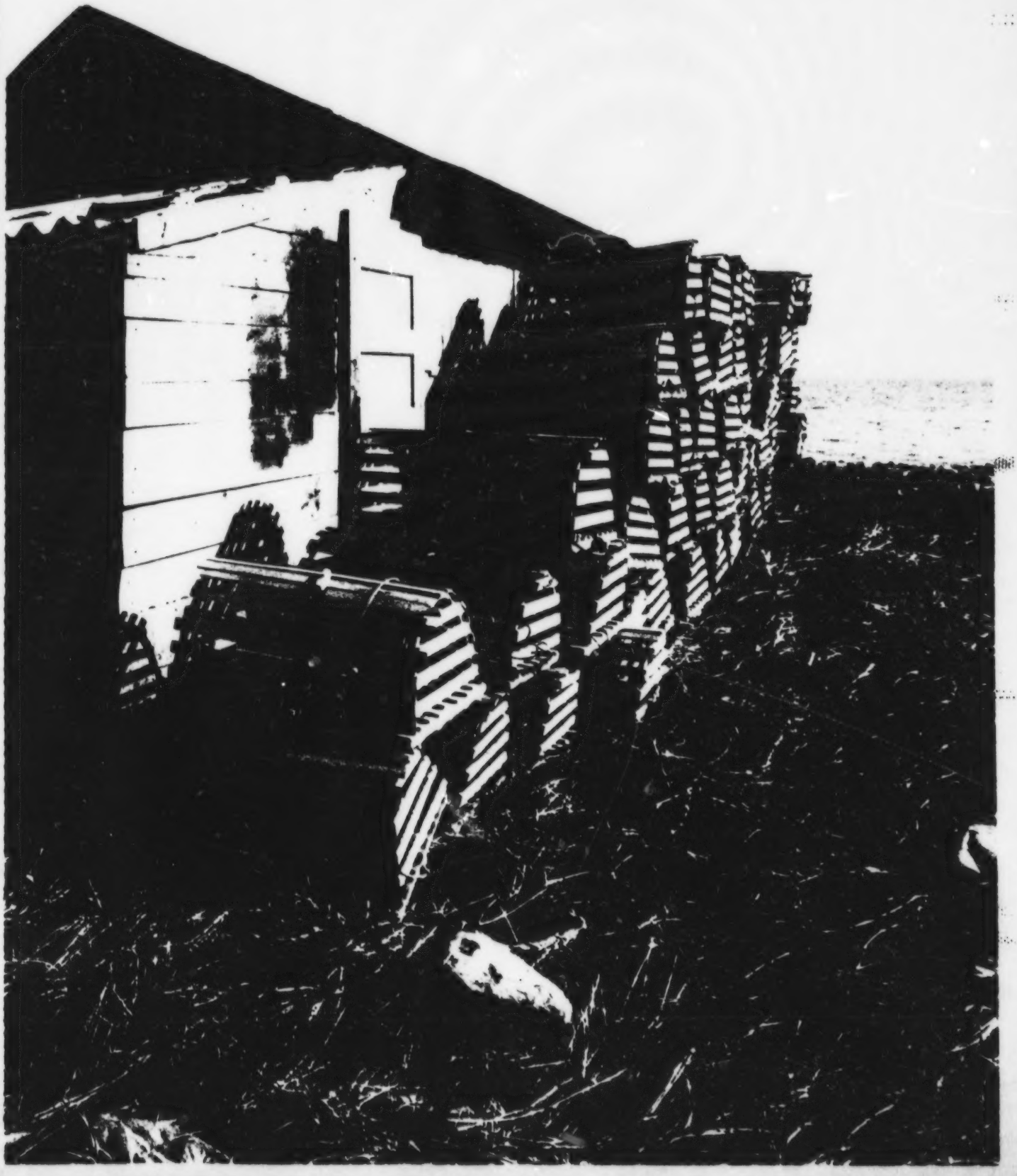
TABLEAU 9

Emploi des activitiés de prospection
(mois personnes)

Type d'entreprise	**Résidents de Terre-Neuve**		**Autres Canadiens**		**Total Canadiens**		**Non Canadiens**		**Total**	
	1990	1989	1990	1989	1990	1989	1990	1989	1990	1989
Sociétés pétrolières	60	226	26	66	86	292	0	132	86	424
Entrepreneurs en forages	329	220	118	101	447	321	0	0	447	321
Entrepreneurs - bâtiments de service et de soutien	269	97	75	3	344	100	0	0	344	100
Autres entrepreneurs	563	704	131	70	694	774	229	9	923	774
Total	**1 221**	**1 247**	**350**	**240**	**1 571**	**1 487**	**229**	**132**	**1 800**	**1 619**
% du total d'emploi	**67,8**	**77,0**	**19,5**	**14,8**	**87,3**	**91,8**	**12,7**	**8,2**	**100**	**100**

Casiers à homard - Kippens

Rapports financiers



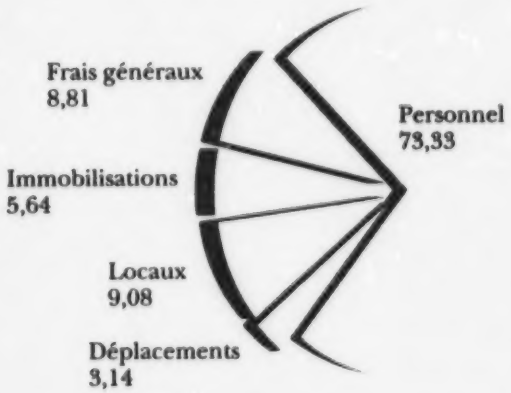
RESEIGNEMENTS À CARACTÈRE FINANCIER

1. Inventaire des dépenses au titre des biens immobilisés en 1990-1991, par rapport à celles de l'année passée:

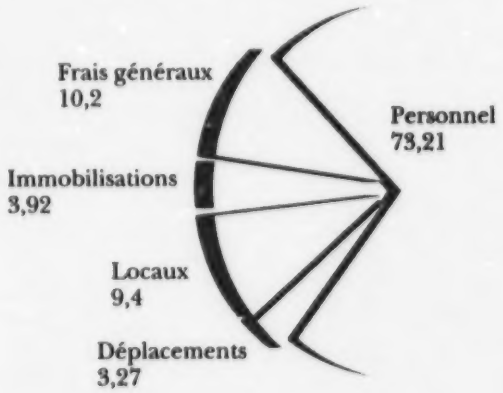
	1989/90	1990/91
Matériel informatique	112,308 $	151,681 $
Logiciels	37,871	21,469
Meubles, matériaux et accessoires	64,625	18,463
Véhicules	52,493	—
	67,297 $	**191,613 $**

2. Par rapport à l'exercice financier 1989-1990 les pourcentages des dépenses encourues en 1990-1991 dans chaque catégorie n'ont pas changé de façon significative. Seules exceptions, les achats de biens immobilisés, qui ont diminué de 1,72% et les frais généraux qui ont augmenté de 1,39%.

Dépenses
(pourcentage du total des dépenses)



Total des dépenses (1989/90)
4 734 026 $



Total des dépenses (1990/91)
4 885 263 $

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS ET ÉTATS FINANCIERS

ERNST & YOUNG

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de
l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié le bilan des fonds cumulés de **l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers** au 31 mars 1991 et les états des recettes et dépenses et du fonds de capital destiné à la construction de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des informations probantes à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de l'Office au 31 mars 1991, ainsi que les résultats de son exploitation pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus.

Ernst & Young

St. John's, Terre-Neuve
le 26 avril 1991

Comptables agréés

BILAN DES FONDS CUMULÉS

aux 31 mars

	1991 $	1990 $
ACTIF		
Actif à court terme		
Placements à court terme (*note 3*)	**270 000**	213 000
Débiteurs	**12 833**	16 013
Règlement des sinistres à recevoir	**224 117**	302 990
Total de l'actif à court terme	**506 950**	532 003
Immobilisations		
Terrains	**92 873**	92 873
Bâtiments	**1 338 809**	1 338 809
Aménagement paysager et parc de stationnement	**41 233**	41 233
	1 472 915	1 472 915
	1 979 865	2 004 918
PASSIF ET FONDS CUMULÉS		
Passif à court terme		
Découvert bancaire	**39 812**	170 934
Créditeurs et charges à payer	**467 138**	361 069
	506 950	532 003
Fonds cumulés		
Fonds de capital destiné à la construction	**1 472 915**	1 472 915
	1 979 865	2 004 918

Voir les notes afférentes aux états financiers

Au nom du Conseil,

H. James Strain, ing.
Membre

John J. Zwolinski
Membre

ÉTAT DES RECETTES ET DÉPENSES

Exercices terminés les 31 mars

	1991 $	1990 $
RECETTES		
Subventions		
Gouvernement du Canada	2 425 367	2 350 260
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador	2 425 367	2 350 259
	4 850 734	4 700 519
Intérêt et frais	34 529	33 507
Total des recettes	4 885 263	4 734 026
DÉPENSES		
Personnel	3 576 721	3 471 328
Déplacements	160 173	148 882
Locaux	459 436	429 694
Immobilisations	191 614	267 027
Générales	497 319	417 095
Total des dépenses	4 885 263	4 734 026
Excédent des revenus sur les dépenses	—	—

Voir les notes afférentes aux états financiers

ÉTAT DU FONDS DE CAPITAL DESTINÉ À LA CONSTRUCTION

Exercices terminés les 31 mars

	1991 $	1990 $
Subventions		
Gouvernement du Canada	—	27 163
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador	—	27 162
	—	54 325
Fonds de capital au début de l'exercice	1 472 915	1 418 590
Fonds de capital à la fin de l'exercice	1 472 915	1 472 915

Voir les notes afférentes aux états financiers

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS

31 mars 1991

1) STRUCTURE DE L'ORGANISME

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a été créé en 1985 afin de veiller à l'application des dispositions de la Loi de mise en œuvre de l' Accord Atlantique Canada–Terre-Neuve telle qu'elle a été promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de Terre-Neuve et du Labrador. L'Office reçoit des contributions équivalentes provenant des deux paliers de gouvernement.

2) PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

L'Office a adopté des conventions comptables généralement reconnues et en usage dans les organismes de cette nature. Les conventions comptables les plus importantes se résument comme suit:

Méthode de comptabilisation

L'Office utilise la comptabilité par fonds selon laquelle il répartit les postes des états financiers entre le fonds de fonctionnement et le fonds de capital. Une fois regroupés, ces fonds composent les fonds cumulés tels qu'ils sont présentés au bilan.
Le fonds de fonctionnement représente le coût de l'actif et du passif d'exploitation de l'Office. Les dépenses d'exploitation, y compris les dépenses relatives au mobilier, au matériel et aux véhicules, sont financées par les subventions accordées par le gouvernement du Canada et par le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador.
Le fonds de capital représente le coût des terrains et du bâtiment dont l'Office est propriétaire.

Immobilisations

L'Office impute au fonds de fonctionnement les dépenses relatives au mobilier, au matériel et aux véhicules engagées dans l'exercice où ils ont été acquis. Les éléments d'actif à long terme, tels que les bâtiments et les terrains, sont capitalisés dans le fonds de capital. Le produit de la vente de toutes les immobilisations est remboursable aux deux paliers de gouvernement.
Les dépenses engagées au titre de biens loués, qu'elles soient des dépenses d'exploitation ou de capital, sont portées aux résultats d'exploitation dans l'exercice où le paiement est effectué.

3) PLACEMENTS À COURT TERME

	Date d'acquisition	Date d'échéance	Taux d'intérêt	1991 $	1990 $
Dépôts à terme	29 mars 1990	6 avril 1990	10,00%	—	155 000
	31 mars 1990	3 avril 1990	9,50%	—	58 000
	28 mars 1991	3 avril 1991	8,25%	**64 000**	—
	28 mars 1991	5 avril 1991	8,25%	**103 000**	—
	28 mars 1991	12 avril 1991	8,25%	**103 000**	—
				270 000	213 000

4) ENGAGEMENTS

L'Office s'est engagé, en vertu des modalités d'un contrat de location des locaux, à verser un loyer annuel d'environ 430 000 $ jusqu'au 30 avril 1995.

5) EXONÉRATION D'IMPÔT

L'Office est un organisme sans but lucratif et est exonéré d'impôt sur le revenu en vertu de l'article 149 de la Loi de l'impôt sur le revenu.